

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эксплуатации скважин в осложненных высоким газовым фактором условиях на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.53:621.67(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Прытков Михаил Петрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Прыткову Михаилу Петровичу

Тема работы:

Анализ эксплуатации скважин в осложненных высоким газовым фактором условиях на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-123/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов, статей и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1 Установка электрического погружного центробежного насоса 1.2 Компоненты скважин, оборудованных УЭЦН 1.3 ЭЦН для работы в сложных условиях 2.1. Воздействие свободного газа на ЭЦН 2.2 Влияние свободного газа у приема УЭЦН на рабочие характеристики 3.1 Спуск под динамический уровень 3.2 Подлив дегазированной жидкости 3.3 Применение «конической» схемы насосов

	3.4 Применение газосепаратора 3.5 Применение диспергаторов 3.6 Использование газостабилизатора 3.7 Применение мультифазных насосов 4.1 Сбор основных данных 4.2 Производительность насоса 4.3 Расчет объемов газа 4.4 Полный динамический напор 4.5 Тип насоса 4.6 Оптимальный размер узлов 4.7 Электрический кабель 4.8 Вспомогательное и дополнительное оборудование 4.9. ЭЦН с регулируемой частотой вращения 4.10 Пример расчета 5.1 Расчёт дополнительной добычи 5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений 5.3 Расчёт эксплуатационных затрат 5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия 6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 6.2 Производственная безопасность 6.3 Вредные факторы 6.4 Опасные факторы 6.5 Экологическая безопасность 6.6 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Сведения о электроцентробежных насосных установках	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Исследование влияния свободного газа на работоспособность УЭЦН	
Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа	
Выбор системы ЭЦН и расчет параметров	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
Сведения о электроцентробежных насосных установках	
Исследование влияния свободного газа на работоспособность УЭЦН	
Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа	
Выбор системы ЭЦН и расчет параметров	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Прытков Михаил Петрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа:	Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат
Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Период выполнения	Весенний семестр 2019 /20120 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.03.2020	Сведения о электроцентробежных насосных установках	15
27.03.2020	Исследование влияния свободного газа на работоспособность УЭЦН	15
15.04.2020	Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа	25
30.04.2020	Выбор системы ЭЦН и расчет параметров	15
14.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.05.2020	Социальная ответственность	10
10.06.2020	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, 15 рисунков, 4 таблицы, 35 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, высокий газовый фактор, месторождение, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса, газосодержание, насос, газосепаратор, диспергатор, газостабилизатор, мультифазный насос.

Объектом исследования является добывающие скважины месторождений Западной Сибири, осложненных высоким газовым фактором.

Целью данной работы является проведение анализа работы добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в условиях высокого газосодержания и предложение актуальных методов и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатации на месторождениях Западной Сибири.

Методы исследования: сравнительный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях высокого газового фактора.

В процессе исследования был проведен анализ осложненного фонда скважин месторождений Западной Сибири, подбор оборудования для эксплуатации. Были выбраны решения по снижению влияния высокого газосодержания, проведен расчет экономической эффективности внедрения газосепаратора – диспергатора.

Область применения: фонд добывающих скважин нефтяных месторождений, оборудованных УЭЦН.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет увеличения межремонтного периода подземного оборудования.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ГЖС – газожидкостная смесь;

УЭЦН – электроцентробежная насосная установка;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ГРП – гидроразрыв пласта;

МРП – межремонтный период;

МФН – мультифазный насос;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

AGH – Advanced gas-handling device (диспергатор);

Оглавление

Введение	11
1 СВЕДЕНИЯ О ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВКАХ	13
1.1 Установка электрического погружного центробежного насоса	13
1.2 Компоненты скважин, оборудованных УЭЦН	14
1.3 ЭЦН для работы в сложных условиях	19
2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ УЭЦН	24
2.1. Воздействие свободного газа на ЭЦН.....	24
2.2 Влияние свободного газа у приема УЭЦН на рабочие характеристики ..	25
3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ УЭЦН ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА.....	30
3.1 Спуск под динамический уровень	30
3.2 Подлив дегазированной жидкости	31
3.3 Применение «конической» схемы насосов	31
3.4 Применение газосепаратора	34
3.5 Применение диспергаторов	37
3.6 Использование газостабилизатора	40
3.7 Применение мультифазных насосов	42
4 Выбор системы ЭЦН и расчет параметров	45
4.1 Сбор основных данных	46
4.2 Производительность насоса.....	47
4.3 Расчет объемов газа.....	48
4.4 Полный динамический напор	50
4.5 Тип насоса.....	51
4.6 Оптимальный размер узлов	52
4.7 Электрический кабель.....	53
4.8 Вспомогательное и дополнительное оборудование	54
4.9 ЭЦН с регулируемой частотой вращения	56
4.10 Пример расчета.....	57

5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
5.1	Расчёт дополнительной добычи	66
5.2	Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений	67
5.3	Расчёт эксплуатационных затрат.....	68
5.4	Расчет экономического эффекта мероприятия	70
6	Социальная ответственность	76
6.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
6.2	Производственная безопасность	77
6.3	Вредные факторы	79
6.3.1	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	79
6.3.2	Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	80
6.3.3	Превышение уровня шума	80
6.3.4	Превышение уровня вибрации	81
6.4	Опасные факторы	81
6.4.1	Сосуды и аппараты под давлением	81
6.4.2	Электробезопасность	82
6.4.3	Пожаробезопасность	82
6.4.4	Механические повреждения	83
6.5	Экологическая безопасность	84
6.5.1	Защита атмосферы.....	84
6.5.2	Защита гидросферы	85
6.5.3	Защита литосферы.....	86
6.6	Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях	87
	Заключение	89
	Список используемых источников.....	90

ВВЕДЕНИЕ

Введенные в разработку в 80-90-х годах продуктивные пласты нефтяных месторождений Западной Сибири, характеризующиеся сложным геологическим строением и неблагоприятными физико-химическими свойствами флюидов, насыщающих коллектор, в настоящее время требуют применения технологически емких и эффективных способов добычи углеводородов [1].

Для реализации максимального потенциала любого разрабатываемого месторождения нефти или газа необходимо выбрать наиболее экономичный метод механизированной добычи.

Механизированная эксплуатация скважин – это технологии снижения забойного давления (депрессии на пласт) для повышения дебита продуктивной скважины. Она может осуществляться с помощью скважинных насосов. Механизированная добыча может быть использована как для интенсификации притока в скважину, так и для увеличения дебита эксплуатируемых скважин.

Самый популярный процесс добычи углеводородов, осуществляется с применением УЭЦН для подъема жидкости. В России 81% фонда скважин используют УЭЦН. Данный вид механизированной эксплуатации сильно снижает забойное давление (увеличивая депрессию на пласт). При насосной эксплуатации скважин добыча ниже давления насыщения нефти требует принятия мер по борьбе с возможным мешающим действием газа, поскольку на приеме скважинной насосной установки будут присутствовать пузырьки свободного газа. Помимо спуска насоса ниже перфорационного интервала, применяемые меры включают в себя множество других возможных схем сепарации газа и использование специальных установок для компримирования газа.

На месторождениях Западной Сибири добыча углеводорода связана с некоторыми осложнениями. В основной массе скважин месторождений газовый фактор имеет высокое значение, которое может достигать 450 м³ /т. Вследствие чего, происходит вывод из строя погружного оборудования скважины за счет перегрева погружного электродвигателя, износ рабочих органов и прогар кабеля.

Неисправность оборудования приводит к уменьшению межремонтного периода и, вследствие, экономическая рентабельность разработки понижается.

Цель работы: провести анализ эффективности работы добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, осложненных высоким газовым фактором, предложить технологии и методы для повышения эффективности работы на месторождениях Западной Сибири.

Задачи работы:

1. Проанализировать используемое погружное оборудование
2. Оценить влияние повышенного газового фактора на технологические параметры и надежность работы ЭЦН.
3. Исследовать современные технологии и оборудование, ориентированные на повышение эффективности механизированной эксплуатации скважин с высоким газовым фактором.

1 СВЕДЕНИЯ О ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВКАХ

1.1 Установка электрического погружного центробежного насоса

Электрический погружной центробежный насос (ЭЦН) – это эффективный и надежный инструмент механизированного подъема флюида из скважины со средними/высокими дебитами жидкости. Эти объемы варьируются от 24 до 24600 м³/сут. Контроллеры с регулируемой частотой вращения позволяют значительно расширить этот диапазон как вверх, так и в низ. Основными компонентами ЭЦН являются многоступенчатый центробежный насос, асинхронный трехфазный двигатель, узел гидрозащиты (протектор), кабель питания и система наземного управления. Компоненты, как правило, спускают на НКТ от устья скважины с насосом в верхней части и двигателем в нижней.

В связи с применением ЭЦН в глубоких скважинах с относительно малым диаметром требуется максимальный подъем насоса и выходная мощность двигателя как функция его диаметра и длины, поэтому скважинное оборудование, как правило, имеет большую длину и малый диаметр. Отдельные компоненты имеют длину примерно до 9 м, а в некоторых случаях насос, гидрозащита или двигатель могут быть составными из нескольких последовательно соединенных частей.

ЭЦН всегда используется для перекачки различных жидкостей. Как правило, добываемыми флюидами являются нефть и минерализованная пластовая вода, но ЭЦН могут применяться для и перекачки жидких нефтепродуктов, утилизации или закачки флюидов, жидкостей, содержащих свободный газ, механические примеси или загрязнения, а также газы H₂S и CO₂ или реагенты для обработки пласта. Системы ЭЦН обладают еще одним преимуществом: на поверхности можно видеть только электрооборудование управления и кабель питания, идущий от контроллера к устью скважины. Контроллер может быть выполнен в защищенном варианте для использования на открытом воздухе или в обычном – для размещения в здании или контейнере.

Оборудование управления может располагаться в пределах минимального рекомендуемого расстояния от устья скважины или, при необходимости, на расстоянии до нескольких километров. Принципы монтажа и эксплуатации производятся согласно технологическому регламенту.

1.2 Компоненты скважин, оборудованных УЭЦН

Обычная конфигурация подвешенного на НКТ ЭЦН показана на (рис. 1.1) и включает в себя следующие скважинные компоненты: многоступенчатый центробежный насос с встроенным приемом либо с отдельной закрепленной на болтах приемной секцией, секцию гидрозащиты (протектор) и трехфазный асинхронный двигатель с датчиком или без него. Остальная часть системы включает в себя шкаф управления на поверхности и трехфазный кабель питания, идущий в скважине к двигателю.

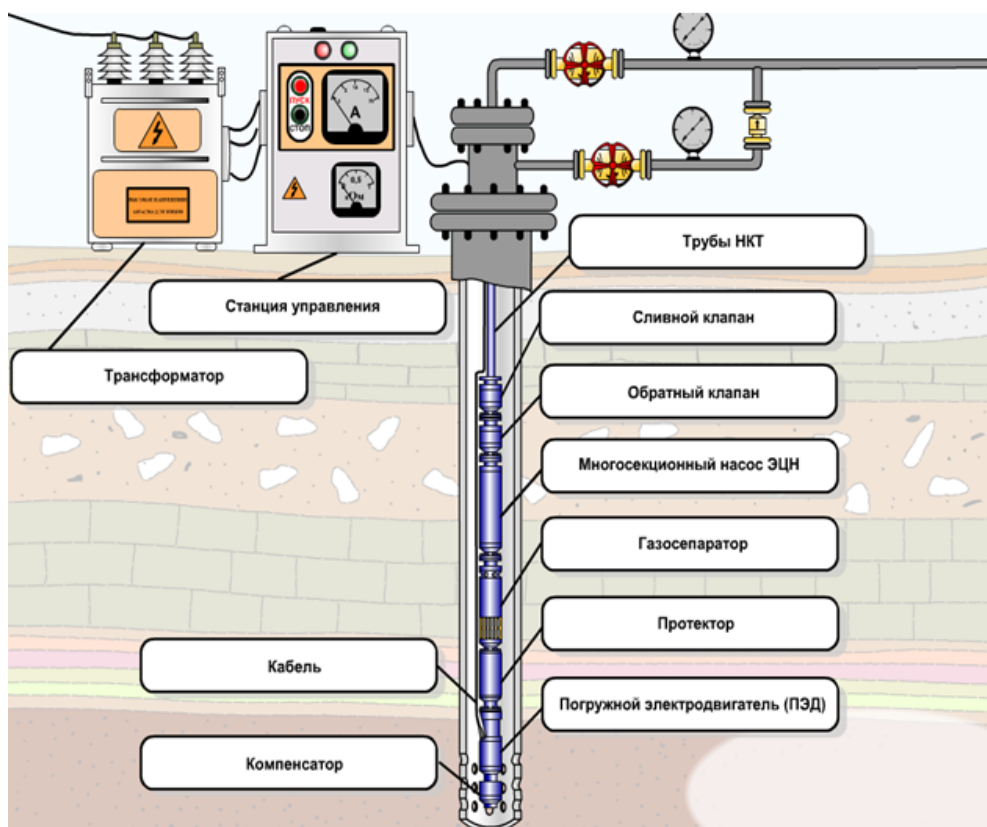


Рисунок 1.1 – Конфигурация УЭЦН

Центробежный насос. ЭЦН – это многоступенчатый центробежный насос. Типовая конструкция в разрезе показана на (рис. 1.2). Функция насоса состоит в дополнительном подъеме флюида или передаче давления на него для истечения из ствола скважины с желаемой скоростью. Это достигается путем

придания жидкости кинетической энергии под действием центробежной силы и с последующим переходом ее в потенциальную энергию в виде давления.

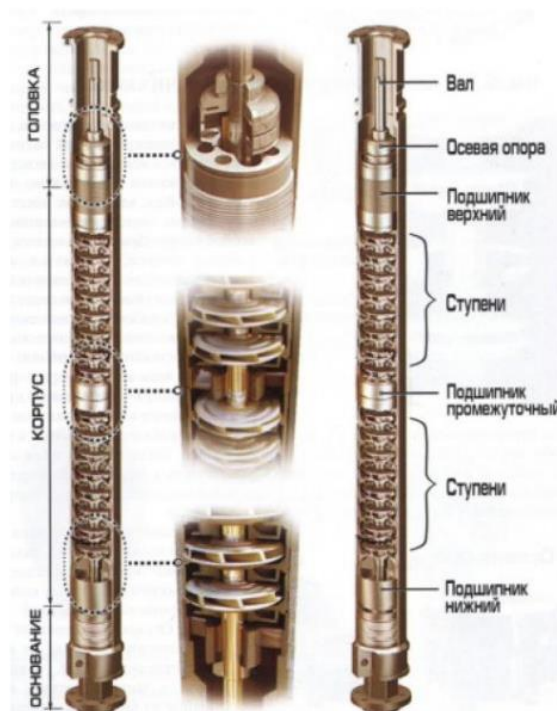


Рисунок 1.2 – Насосная секция

С целью оптимизации подъема и напора, создаваемого в обсадных трубах различных диаметров, насосы выпускают в нескольких типоразмерах для наиболее распространенных размеров обсадных труб.

Функциональные компоненты насосов. Вал. Вал соединен с секцией гидрозащиты и электродвигателем с помощью шлицевой муфты. Он передает вращательное движение от двигателя к рабочим колесам насосной секции. Вал рабочие колеса имеют шпонки, передающие крутящий момент колесам. Диаметр вала минимален, насколько это возможно из-за ограничений, налагаемых на наружный диаметр насоса. Поэтому, как правило, существует несколько вариантов материалов валов, в зависимости от максимальной мощности и требуемой защиты от коррозии.

Корпус. Корпус – это герметичная оболочка насоса. Он обеспечивает соосность всех компонентов насоса. Для различных условий эксплуатации применяют разные материалы. Для дополнительной защиты от коррозии наносят покрытия.

Соединение с НКТ. Напорная секция насоса имеет внутреннюю резьбу для подсоединения к насосно-компрессорной колонне. Обычно имеется несколько типоразмеров соединительных резьб.

Фланцевое соединение с секцией гидрозащиты (протектором). Нижний фланец насоса соединен болтами с верхним фланцем гидрозащиты с соблюдением соосности двух секций. При этом вал насоса не имеет осевой опоры и соединяется с верхней частью гидрозащиты, так что осевое усилие насоса передается на упорный подшипник гидрозащиты.

Ступени насоса. Ступени насоса – это узлы, которые сообщают движение флюиду и повышают его давление. Ступень состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата. Ступени последовательно собраны в пакеты и постепенно увеличивают давление до расчетного для требуемого расхода. Графически траектории движения флюидов показаны на (рис. 1.3). Флюид втекает вдоль оси в приемное отверстие рабочего колеса насоса, где ему при центрифугировании в радиальном направлении наружу в канал рабочего колеса придается энергия в виде скорости. После выхода из рабочего колеса поток флюида входит в канал направляющего аппарата и делает поворот. При прохождении через направляющий аппарат поток флюида тормозится, и скорость преобразуется в давление. Затем процесс повторяется при входе в следующее рабочее колесо и направляющий аппарат. Этот процесс продолжается, пока флюид не пройдет через все ступени и не будет достигнуто расчетное давление нагнетания. Это повышение давления часто называют общим напором насоса.

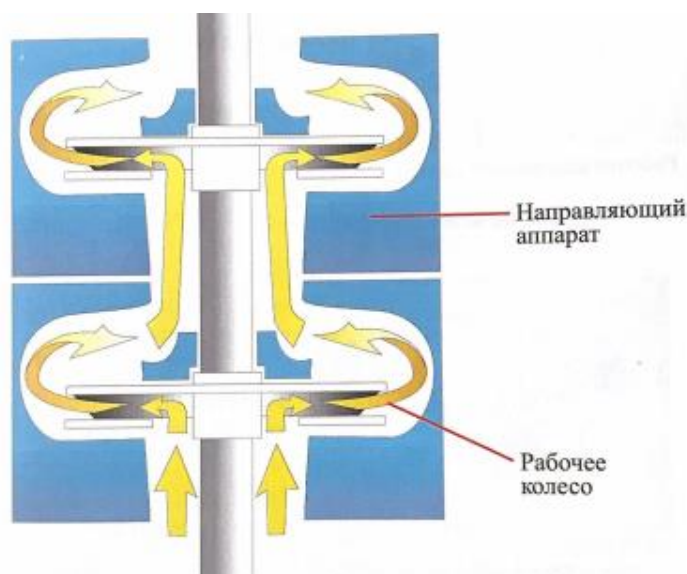


Рисунок 1.3 – Схема потока через ступень центробежного насоса

Гидрозащита (протектор). Узел, расположенный под самой нижней секцией насоса и непосредственно над электродвигателем в стандартной конфигурации ЭЦН — это гидрозащита, или протектор. Узел гидрозащиты представляет собой набор соединенных последовательно (или в некоторых случаях параллельно) секций и выполняет несколько функций, важных для работы и долговечности системы ЭЦН (и, в частности, электродвигателя насоса):

- Защищает моторное масло от загрязнения скважинными флюидами. Двигатель заполнен минеральным или синтетическим маслом с высокими диэлектрическими свойствами для электрической защиты и смазки. Скважинные флюиды, проникающие в корпус двигателя, могут вызвать преждевременный электрический или механический отказ за счет снижения диэлектрических или смазывающих свойств масла.
- Позволяет выровнять давления во внутренней части двигателя и в стволе скважины. Конструкция обеспечивает «дыхание», то есть выравнивание давлений от поверхностного до внутрискважинного статического при спуске насоса в скважину и при тепловом расширении моторного масла из-за разогрева двигателя во время работы.
- Компенсирует осевое усилие насоса и рассеивает тепло, генерируемое упорным подшипником.

Электродвигатель. Электродвигатель ЭЦН — двухполюсный, трехфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором. Двухполюсная конструкция означает, что он вращается с синхронной скоростью 3600 об/мин при частоте переменного тока 50 Гц или со скоростью примерно 3500 об/мин под нагрузкой. Подводимая трехфазовая мощность имеет напряжение от 230 до 5000В и силу тока от 12 до 200 А. Номинальная мощность электродвигателя определяется его длиной и диаметром. Поскольку кабель питания не проходит вдоль всей длины электродвигателя, диаметр его может быть чуть больше, чем диаметр секций насоса и гидрозащиты, оставаясь в пределах проходного диаметра обсадных колонн.

Силовой кабель. Силовой кабель передает требуемую энергию с поверхности к двигателю ЭЦН. Как правило, он закреплен на эксплуатационной колонне насосно-компрессорных труб от устья скважины до ЭЦН, поскольку не рассчитан на поддержку собственного веса. Это специальный трехфазный силовой кабель, спроектированный для работы в скважинах. Кабель должен иметь малый диаметр, защиту от механических воздействий и способен сохранять физические и электрические свойства в агрессивных средах. Кабели изготавливают в широком диапазоне размеров, они могут быть круглыми или плоскими с использованием различных изоляционных и металлических броневых материалов для различных агрессивных сред скважин.

Контроллеры двигателя. Контроллер на поверхность подает питание на двигатель ЭЦН и защищает скважинные компоненты ЭЦН. В составе установок ЭЦН применяют три типа контроллеров, как правило, специально разработанных для применения с ЭЦН. Они включают в себя распределительный щит, устройство плавного пуска и регулятор частоты вращения. Блоки контроллеров отличаются по дизайну, физическим габаритам и мощности. Они предлагаются в двух вариантах: для установки в помещении и на открытом воздухе. Как правило везде используются твердые схемы, чтобы обеспечить защиту и средства управления ЭЦН.

Конструкции контроллеров различаются по сложности от самых простых до очень сложных и предлагают множество вариантов для улучшения методов управления, защиты и мониторинга работы ЭЦН. Выбор типа контроллера и дополнительных функций зависит от условий применения, экономических факторов и предпочтительного метода управления.

Обратный клапан. Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения повторного запуска установки. Применять обратный клапан в скважинах с высоким газовым фактором и с выносом значительных объемов твердых частиц следует аккуратно. В загазованной скважине при выключении насоса под обратным клапаном может сформироваться газовая шапка со столбом жидкости над ней. Если объем газовой шапки достаточно велик и опускается до приема насоса или ниже, насос будет немедленно заблокирован газом и не сможет засосать жидкость при пуске.

Спускной (сбивной) клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН из скважины.

1.3 ЭЦН для работы в сложных условиях

ЭЦН обычно оказываются в более сложных и жестких скважинных условиях по мере изменения условий добычи. К разряду сложных относят скважины с многофазными флюидами или высоким газовым фактором, высокотемпературные скважины, жидкости с абразивными частицами, вязкие жидкости, агрессивные среды, отложения солей и асфальтенов. С учетом этих условий, возрастают требования к конструкции оборудования, материалам и производственным процессам. Если какие-либо компоненты оборудования не соответствуют скважинным условиям, долговечность всей системы может резко снизиться.

Многофазные потоки. Наличие свободного газа в добываемой жидкости влияет на производительность насоса. Как правило, насос предназначен – для перекачки несжимаемых флюидов (жидкостей), а компрессор – для перекачки сжимаемых флюидов (газов). Эффективность работы насосов и компрессоров

будет ухудшаться, если они работают с многофазными средами (жидкость и свободный газ). Как правило, с увеличением содержания свободного газа в общем объеме перекачиваемого флюида напор и расход ступени насоса падают.

Абразивные суспензии. Стандартный насос ЭЦН не предназначен для перекачивания жидкостей, содержащих абразивные частицы. Допустимое количество твердых частиц или песка напрямую связано с их агрессивностью, которая является функцией процентного содержания твердых частиц (более твердых, чем материал компонентов насоса), их размера и формы, а также концентрации твердых частиц в жидкости. Наиболее агрессивные среды содержат высокие концентрации твердых частиц ($> 1\%$ по весу), большой процент частиц кварца (более твердых, чем материалы ступеней и подшипников насоса) и механических примесей размером менее 100 мкм (которые в состоянии проникать в подшипники и уплотнения) или зерна кварца угловатой формы. На другом полюсе находятся случаи, когда хорошо окатанные, гладкие и мягкие частицы относительно слабо влияют на эксплуатацию насоса.

Влияние абразивных частиц на работу насоса. На работу и производительность ступени насоса оказывают воздействие три типа износа. Они перечислены ниже в приоритетном порядке их влияния.

Радиальный износ. По мере изнашивания суспензией радиально-опорных втулок ступеней насос теряет свою боковую устойчивость. Это приводит к взаимодействию вращающихся и неподвижных деталей. Увеличивается вибрация, которая начинает воздействовать на верхнюю часть гидрозащиты, где расположено первое механическое торцевое уплотнение вала. Спустя некоторое время начинаются утечки через уплотнительную поверхность, приводящие к проникновению скважинной жидкости в электродвигатель.

Износ торцевых поверхностей. В насосах с «плавающими» ступенями абразивная суспензия проникает в осевой упорный подшипник ступени. Неподвижная ступица направляющего аппарата начинает изнашивать упорную шайбу рабочего колеса. После износа шайбы и возникновения неплотностей в нижней части кожуха рабочего колеса часть его энергии расходуется на

циркуляцию потока. По мере дальнейшего углубления ступицы направляющего аппарата отверстий в проход рабочего колеса блокируется часть пути потока рабочего колеса, ограничивая остающийся выходной поток.

Эрозионный износ. Как и при любом движении абразивной суспензии вдоль извилистой траектории, происходит эрозионный износ. Хотя он обычно и не приводит к выходу насоса из строя, износ вызывает ряд проблем, особенно когда параметры насоса были изменены для снижения износа радиальных и торцевых поверхностей. Эрозионный износ повреждает не только ступени насоса, но и любые поверхности, с которыми контактирует поток абразивной суспензии. В тяжелых случаях износ приводит к перфорации насоса или стенок НКТ и падению ЭЦН в скважину.

Защита от эрозии. В настоящее время с умеренным успехом применяются ряд износостойких покрытий, термическую обработку, поверхностную закалку и вкладыши из твердых сплавов.

Как правило, абразивные флюиды не влияют на секции электродвигателя и гидрозащиты. Незначительная эрозия может быть вызвана потоком скважинной жидкости по наружной поверхности обеих секций. Кроме того, если верхнее торцевое уплотнение вала в секции гидрозащиты работает в скважинной жидкости, рекомендуется упрочнять как неподвижную, так и вращающуюся поверхность уплотнения.

Вязкие нефти и эмульсии. ЭЦН используются для подъема вязких флюидов, как правило, тяжелых и сверхтяжелых нефтей. Вязкость определяется как сопротивление флюида движению в результате внутреннего трения. Сопротивление вызывает дополнительные внутренние потери, которые влияют на работоспособность насоса.

Влияние на производительность. Производительность ступени насоса быстро уменьшается при относительно небольшом увеличении вязкости флюида. При продолжении роста вязкости уменьшение производительности, как правило, замедляется; оно также зависит от геометрии ступени и сильнее выражено для ступеней с радиальным потоком.

Влияние газа. Когда газ насыщает сырую нефть, ее вязкость снижается. Некоторое количество газа полезно для снижения вязкости жидкости, но избыточное количество свободного газа отрицательно влияет на добычу продукции скважины. Газ имеет тенденцию медленно мигрировать из вязкой жидкости, поэтому вместе с добываемой скважинной жидкостью через насос, как правило, проходит более высокий процент газа. При работе с газированными флюидами инженер-проектировщик должен знать о двух значениях вязкости: дегазированной сырой нефти и недегазированной пластовой нефти. Кажущаяся вязкость газонасыщенной нефти влияет на производительность насоса в скважине. Есть несколько корреляций вязкости дегазированной сырой нефти и газонасыщенной нефти, которые могут быть использованы в процессе проектирования. Выбор корреляции основан на моделировании реальной производительности скважины.

Влияние температуры. Температура оказывает значительное воздействие на вязкость сырой нефти, поэтому крайне важно, чтобы в процессе проектирования ЭЦН была известна температура в стволе скважины на глубине установки насоса: именно температура определяет вязкость жидкости и поправочные коэффициенты для первой ступени насоса. Кроме того, низкий КПД насоса приводит к дополнительным потерям тепла в окружающую жидкость и ствол скважины. Это дополнительное повышение температуры от одной ступени насоса к другой компенсирует влияние вязкости флюида на общую производительность насоса. Проектировщик должен, как минимум, использовать среднюю вязкость флюида в насосе для выбора типоразмера ЭЦН. Более точный метод заключается в расчете производительности каждой ступени с использованием входных параметров флюида на каждой ступени. Большинство расчетных компьютерных программ используют этот метод.

Влияние воды. При проникновении воды в ствол скважины вязкость смеси нефть/вода может возрасти, причем иногда очень резко (когда происходит образование эмульсии). Усилия сдвига в смеси жидкостей при течении через пласт, перфорационные отверстия или центробежный насос могут привести к

образованию эмульсий. Поскольку в сырой нефти существуют тысячи молекулярных структур с различными химическими и физическими свойствами, практически невозможно предсказать параметры вязкости смеси, исходя из содержания нефти и воды.

Солеотложения и асфальтены. Если в скважине образуются отложения солей или асфальтенов, то они могут негативно влиять на производительность и долговечность всей системы ЭЦН. При работе ЭЦН возникают перепады давлений и температур, приводящие к образованию солей или выпадению их в осадок из раствора. Как правило, отложения солей создают две проблемы: они закупоривают каналы ступеней насоса, уменьшая или полностью перекрывая поток, а также отлагаются на внешних поверхностях электродвигателя и гидрозащиты, снижая теплоотдачу и вызывая перегрев оборудования. Асфальтены, как правило, вызывают только закупоривание каналов ступеней насоса. Эти проблемы могут быть уменьшены, но не полностью устранены путем применения синтетических покрытий поверхностей, на которых возможно отложение асфальтенов, или же с помощью закачки в скважину химического ингибитора.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ УЭЦН

2.1. Воздействие свободного газа на ЭЦН

За счет использования напорной системы сбора нефти, в результате происходит увеличение устьевое давления добывающих скважин, что приводит к повышению давления газа в затрубном пространстве. Увеличение давления газа на устье скважин происходит за счет таких факторов как высокое давление на выкидной линии, это происходит из-за того, что автоматизированная групповая замерная установка располагается на достаточно удаленном расстоянии, искривленность рельефа, добываемый флюид имеет повышенную вязкость и т.д.

Повышенное содержание свободного газа в затрубном пространстве влечет за собой целый ряд осложнений (рис.2.1): увлечение температуры корпуса УЭЦН, снижение полезного объема флюида в секциях насоса, образуются газогидраты, происходит блокировка потока флюида, уменьшение динамического уровня, срыв подачи, остановка добычи флюида.



Рисунок 2.1 – Возникающие осложнения насосного оборудования при работе в скважине с высоким газовым фактором

2.2 Влияние свободного газа у приема УЭЦН на рабочие характеристики

В нефтепромысловой практике, при эксплуатации скважин с использованием ЭЦН, значение давления на приеме насоса всегда меньше значения давления насыщения, следовательно, изначальная работа погружного оборудования будет происходить с определенным количеством свободного газа.

Значение газосодержания у входа в насос будет рассчитано как соотношение расход газа к подаче смеси:

$$\Gamma = Q_{\Gamma} / (Q_{\Gamma} + Q_{\text{ж}}), \quad (2.1)$$

где Q_{Γ} – расход свободного газа, поступающего в насос, при термодинамических условиях у входа, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$Q_{\text{ж}}$ – подача жидкости насосом при тех же условиях, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Величину газосодержания у входа в насос выражают как в долях единицы, так и в процентах [2].

Негативное влияние газожидкостной смеси на работоспособность погружного насоса, при большом количестве свободного газа, сказывается на его напорной характеристике, следовательно, происходит сдвиг режима работы насоса от оптимальной величины в лево по напорной кривой (рис. 2.2), приводя к снижению напора, подачи, мощности и коэффициента полезного действия и перегреву ЭЦН. Также это приводит к деградации напорной характеристики насоса: наличие эмульгированного газа приводит к росту объема флюида, проходящего через первые ступени насоса, и забирает часть энергии, подводимой к валу насоса, расходуя ее на сжатие газовых пузырьков и полное их растворение в пластовой жидкости. Часть этой энергии возвращается потоку жидкости, но уже в НКТ, этот выделившийся газ способствует подъему жидкости, создавая эффект газлифта.

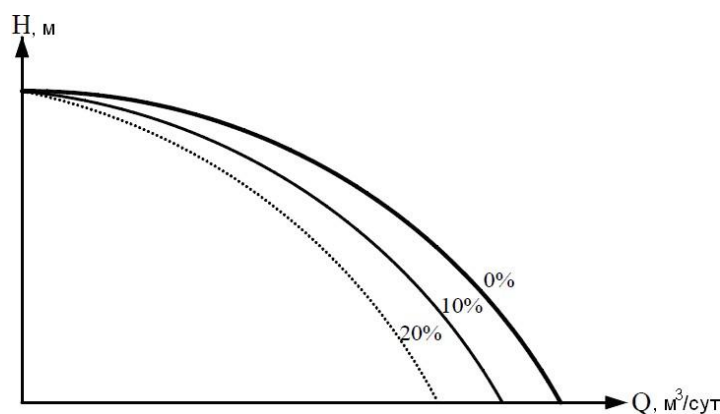


Рисунок 2.2 – Напорная характеристика погружного насоса при различном газосодержании.

Проблема ухудшения рабочих параметров из-за роста газосодержания, заключается в том, что в каналах направляющих аппаратов и рабочих колес погружных насосов образуются полости – газовые каверны, которые перестают участвовать в движении общего потока флюида через каналы.

В связи с тем, что возникли каверны, заполненные газом в рабочих органах погружного насоса, снижается пропускная способность каналов движения газожидкостной смеси (ГЖС), ухудшаются процессы обтекания лопастей насоса и энергообмен рабочих органов с перекачиваемой средой. Использование ЭЦН в режимах искусственной кавитации, при дальнейшем росте газосодержания, может привести к срыву подачи.

К основным параметрам, которые воздействуют на работу УЭЦН при высоком газовом факторе также нужно отнести объемную долю газа, которая способствует определению структуры потока ГЖС и размеры пузырьков; давление, вследствие повышения давления, уменьшается разность плотностей жидкости и газа; поверхностное натяжение, при возрастании препятствует появлению больших пузырей, поэтому на воде УЭЦН с газом работает хуже. Чтобы выяснить механизм образования засора насоса газом при низком давлении на забое и образующегося за счет этого перепад давлений, который способствует движению жидкости вдоль трубы с ускорением, используется следствие уравнения Бернулли, для этого принимаются характерные параметры:

давление – p и осевая скорость потока – v в активной первой ступени погружного насоса.

$$p_1 + \frac{\rho_{in1} v_1^2}{2} = p_2 + \frac{\rho_{in2} v_2^2}{2} \quad (2.2)$$

где p_1, p_2 – давление в момент времени $t = 0$, когда скорость v_1 минимальна, и в момент времени $t=T$, когда скорость v_2 максимальна;

$\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}, \frac{\rho_{in2} v_2^2}{2}$ – скоростной напор (динамическое давление) $t = 0$ и $t = T$ соответственно.

При вычитании из обеих частей равенства минимального давления в потоке, при котором происходит разгазирование – $p_{нас}$ и, поделив их на $\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}$, получится уравнение для определения расчетного числа начала разгазирования:

$$\sigma_{расч} = \frac{p_1 - p_{кав}}{\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{v_1^2}, \quad (2.3)$$

где $p_{кав}$ – давление кавитации, МПа.

Процесс разгазирования происходит при $p_1 = p_{нас}$, что соответствует неустойчивому режиму работы погружного насоса, а число устойчивости насоса определяются по выражению:

$$\sigma = \frac{p_1 - p_{кав}}{\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}} \quad (2.4)$$

или

$$p_1 = \sigma \Delta p + p_{нас}, \quad (2.5)$$

где Δp – скоростной напор первой ступени (перепад давления до и после первой ступени погружного насоса).

Выражение (2.5) характеризует условие устойчивой работы погружного насоса во время разгазирования, при соответствующих значениях коэффициента безопасности. Следовательно, если давление на приеме будет выше во время работы погружного насоса, чем давление насыщения, то газ, растворенный в жидкости, будет выделяться только выше секций насоса.

Особое влияние на работоспособность ЭЦН оказывает кроме количества свободного газа, а также его дисперсность, указывали в своих научных

исследованиях Ляпков П.Д., Муравьев И.М., Дроздов А.Н., Каплан Л.С. Исследования проводились с использованием центробежных насосов с разными показателями коэффициентов быстроходности и типами отвода: радиальный, осевой и улиточный направляющие аппараты. РГУ нефти и газ им. И.М. Губкина были проведены несколько экспериментальных исследований влияния свободного газа на характеристику погружных центробежных насосов различных типов на модельных смесях «вода-воздух», «вода-ПАВ-воздух» с использованием стендовой установки [3]. По полученным результатам, можно сделать несколько выводов:

Во время работы погружного насоса на смеси «вода-воздух» происходит понижение внешних параметров насоса: коэффициента полезного действия (КПД), напора, мощности и подачи.

Снижение рабочих параметров погружного насоса зависит от количественного содержания газа в скважинной продукции. В случае увеличения газосодержания до определенной отметки, может произойти остановка насоса из-за срыва подачи.

Оптимальная область работы погружного насоса по подаче и напору снижается с повышением газосодержания в газожидкостной смеси скважинной продукции.

Гафуров О.Г. в своей работе провел экспериментальное исследование влияние структуры газожидкостного потока на характеристики насоса [4]. Им было выявлено, что для повышения максимально газосодержания на выходе в погружной насос до значения $\Gamma = 0,25$ требуется повысить дисперсность газа. Для это можно применить диспергаторы, установленные на входе в насос.

Группа ученых под руководством Н.Н. Репина провела исследования по совместной работе ступеней в многоступенчатом погружном насосе [5]. Результатом проведенного эксперимента ими, было установлено, что напор, который развивает одна ступень, увеличивается по мере роста ее порядкового номера. Это происходит за счет изменения дисперсности газовой фазы в потоке

при его продвижении к верхним ступеням погружного насоса, изменяются физико-химические свойства ГСЖ.

Интерпретируя перечисленные выше работы, можно сделать вывод о том, что в полной мере задача оптимальной работоспособности ЭЦН в скважинах с высоким газовым фактором не решена, из-за того, что эксперименты проводились в области малого газосодержания на выходе в погружной насос (0,01-0,6). Можно использовать данные методы для УЭЦН, работающих с числом оборотов в минуту 2800-2900.

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ УЭЦН ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА

Газовый фактор нефти на разрабатываемых месторождениях может изменяться в достаточно широком диапазоне. Технические условия эксплуатации установок погружных центробежных насосов позволяют добывать скважинную продукцию с допустимым значением газосодержанием на входе в насос – 25%. В промысловых условиях в зависимости от типоразмера насоса эта величина колеблется в пределах 5-25 %.

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН [6]:

- спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине, где давление на приеме будет обеспечивать его бесперебойную, устойчивую работу на оптимальных параметрах;
- подлив дегазированной жидкости;
- использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых);
- оснащение насоса газосепаратором, отличающимся конструктивными особенностями;
- установка диспергаторов на приеме насоса;
- использование газостабилизатора;
- применение мультифазных насосов.

3.1 Спуск под динамический уровень

При увеличении глубины спуска ЭЦН под динамический уровень жидкости происходит рост давления на приеме насоса, что в свою очередь приводит к уменьшению газосодержания смеси на приеме насоса. Ранее этот метод активно применялся на промыслах, но из-за политики интенсификации добычи нефти, которую в настоящее время ведут большинство ведущих

нефтедобывающих компаний в России, связанной со значительным снижением давлений на забое, он является неэффективным, так как даже при значительном заглублении насоса и спуске его до кровли пласта входное газосодержание не удается уменьшить до оптимальных величин.

Несмотря на организационную и технологическую простоту данного метода, его применение с точки зрения экономического эффекта нецелесообразно, так как расходы на спуск оборудования (НКТ, кабель) на глубину сопоставимую с глубиной скважины слишком высоки и существует множество ограничений по его применению.

3.2 Подлив дегазированной жидкости

Сущность данного метода борьбы с пагубным влиянием газа на УЭЦН заключается в том, что в затрубное пространство скважины подливают дегазированную жидкость. В результате объемное содержание газа в ГЖС на приеме в насос уменьшается, что обеспечивает более стабильную его работу.

Были проведены несколько испытаний этого метода в скважинах, оборудованных УЭЦН, где обводненность продукции достигала больших величин – 60-80%. Он показал небольшую эффективность, так как производительность насоса по жидкости и нефти изменилась незначительно (прирост – 5-8 м³/сут и 1-2 м³/сут соответственно) [7].

Этот метод не получил широко распространения вследствие ряда недостатков:

- при подливе дегазированной жидкости в затрубное пространство увеличивается противодавление на пласт (добычные возможности скважины не реализуются в полной мере);
- снижение надежности ПЭД из-за худших условий охлаждения;
- дополнительные затраты электроэнергии вследствие необходимости подъема подлитой жидкости на поверхность.

3.3 Применение «конической» схемы насосов

Так называемые конические насосы применяются на нефтегазодобывающих промыслах уже довольно давно. «Конический» насос

представляет собой насос, который состоит из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи. В нижней секции насоса устанавливаются ступени с большей номинальной подачей, после них в направлении к устью расположены ступени с меньшей номинальной подачей. В идеальном варианте конический насос должен содержать три пакета ступеней различной конструкции. Компоновка такого типа насоса, следующая: нижняя секция – ступени самой большой производительности, промежуточная секция с меньшей производительностью и верхняя секция со ступенями наименьшей производительности (рис. 3.1).

Преимущества данного типа насоса по сравнению с серийным ЭЦН:

- большее допустимое газосодержание на входе в насос, т.к. его ступени в нижней части, имеющие наибольшую производительность, способны пропускать больший объем свободного газа;
- меньшая потребляемая мощность, а вследствие этого меньшая температура ПЭД и большая надежность работы.

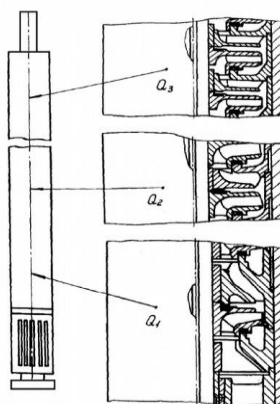


Рисунок 3.1 – Схема «конического» насоса.

В работе Агеева Ш.Р. [8] также отмечается, что использование ступеней различной производительности в «конических» насосах обеспечивает соблюдение требования эксплуатации всех ступеней в диапазонах рабочей части характеристик, применяемых ЭЦН (рис. 3.2).

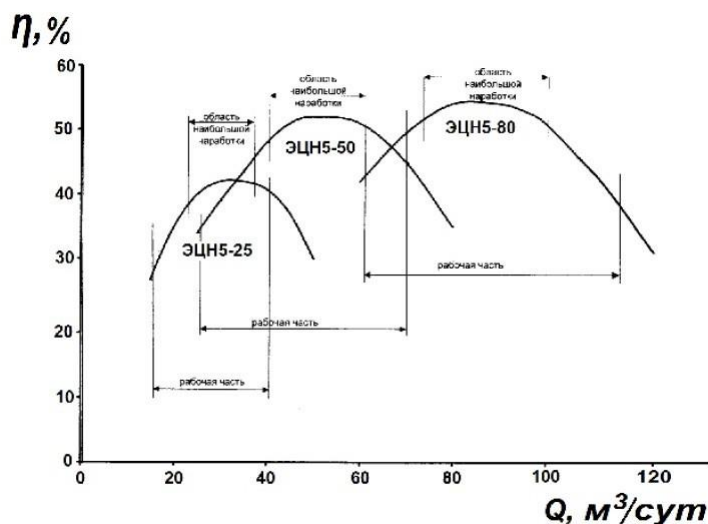


Рисунок 3.2 – Сопоставление характеристик различных типоразмеров ЭЦН по КПД и подаче.

Схемы «конических» насосов в настоящее время предлагаются различными отечественными производителями («АЛНАС», «Новомет-Пермь», «Борец») и американскими фирмами («РЭДА» и «Центрилифт»).

В применении данного метода существует ряд существенных ограничений:

- положительный эффект достигается только при относительно небольшом газосодержании на входе насоса;
- трудности при установке из-за разных диаметральных габаритов ступеней;
- трудоёмкий расчет оптимальной «конической сборки», пренебрежение которым на производстве ведет к низкому эффекту от применения;
- ступени ЭЦН большей номинальной подачи не всегда испытывают меньшее влияние свободного газа по сравнению со ступенями меньшей производительности (влияние газа может быть сильнее чем на обычный

серийный ЭЦН).

Несмотря на данные недостатки метод применения «конической» схемы насоса имеет некоторые перспективы, связанные с созданием насосов специальных конструкций, менее подверженных влиянию свободного газа.

3.4 Применение газосепаратора

Следующий шаг решения проблемы свободного газа в ЭЦН предполагает использование внутрискважинных механических устройств, таких как газосепараторы на приеме насоса. Газосепараторы предназначены для обеспечения стабильной работы погружного насоса при откачке высокогазированной жидкости, путем отделения газа от жидкости и последующем удалении газовой фазы из откачиваемой смеси.

К газосепараторам предъявляются следующие требования: снижение вредного влияния свободного газа, обеспечение диаметрального размера устройства, соответствующего диаметральным размерам насоса; обеспечение необходимой подачи жидкости через рабочие органы устройства для обеспечения устойчивой работы насоса; обеспечение прохождения удлиненного погружного агрегата.

Эти устройства принимают флюид, поступающий в приемные каналы, затем за счет центробежной силы разделяют смесь, направляя флюид с меньшей плотностью обратно в кольцевое пространство обсадной колонны, а флюид с большей плотностью в первую ступень насоса. Более плотный флюид, направляемый к насосу, уже является полностью или частично дегазированным. Два таких сепаратора показаны на (рис. 3.3). Первый (справа) является сепаратором вихревого типа. Добываемый флюид, который уже прошел некоторое естественное разделение в кольцевом пространстве обсадной колонны, поступает в насос через каналы как с прямым, так и с обратным впускным потоком, откуда он через нагнетательный узел подается в вихревой генератор с осевым рабочим колесом, придающим жидкости вращение с высокой скоростью. При этом более тяжелые флюиды (жидкости) будут оттесняться к внешней области проточного канала, а более легкие флюиды (со

свободным газом) концентрироваться во внутренней области вокруг вала. Затем жидкость поступает в стационарный перепускной переводник, по внешнему кольцевому каналу которого более тяжелые флюиды направляются на прием насоса. Более легкие флюиды поступают во внутренний кольцевой канал перепускного переводника, в выпускные отверстия сепаратора, в кольцевое пространство обсадной затем колонны и далее вверх по стволу скважины.

Второй – это сепаратор центробежного типа, показанный (слева) на рисунке 3.3. Он похож на сепаратор вихревого типа, но вместо вихревого генератора оснащен вращающейся камерой, в которой имеется ряд радиальных лопаток. Флюид в камере подвергается центробежным перегрузкам (многократно превышающим величину g) по всей длине камеры. После выхода из камеры флюид попадает в перепускной переводник, а затем движется по тому же пути, что и в сепараторе вихревого типа.



Рисунок 3.3 – Приемные узлы насосов с сепараторами

Газосепараторы изготавливаются отечественными компаниями такие как: «ЛЕМАЗ», «АЛАНС» и «НОВОМЕТ».

Специалистами ЗАО «Новомет-Пермь» разработан новый абразивостойкий газосепаратор – газосепаратор с геликоидальным шнеком.

Применяется абразивостойкий газосепаратор (рис. 3.4) в добывающих

скважинах с повышенным содержанием свободного газа до 85%. Применение в скважинах с осложненными условиями эксплуатации, скважины после ГРП, повышенное содержание КВЧ – до 1 г/л [9].

Геликоидальный шнек имеет переменный шаг, а его лопасти в меридиональном сечении (плоскостью проходящей через ось вращения) образуют с осью вращения постоянный или монотонно уменьшающийся от входа к выходу угол.

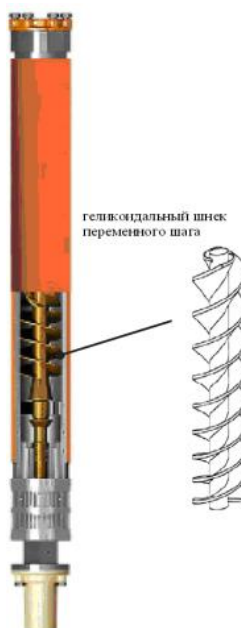


Рисунок 3.4 – Абразивостойкий газосепаратор с геликоидальным шнеком

Благодаря этому новый тип ГС обеспечивает высокую стойкость к гидроабразивному изнашиванию. Проблема перерезания корпуса газосепаратора решена.

Особенности и преимущества:

1. Удаление из перекачиваемой пластовой жидкости нерастворённого газа за счёт центробежного разделения газожидкостной смеси с последующим сбросом его в затрубное пространство.
2. Обеспечение устойчивой работы основного насоса при высоком содержании в нефти нерастворенного газа.
3. Обладает высокой стойкостью к абразивному износу за счет запатентованной конструкции шнека.
4. Высокая коррозионная стойкость за счет применения

коррозионностойкой хромоникелевой стали.

5. Геликоидальный шнек переменного шага выполняет функции совмещенного напорного и сепарационного узла.

Применение центробежных газосепараторов является надежным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа. От эффективности их работы во многом зависят параметры эксплуатации и наработка на отказ погружного насоса в скважине.

3.5 Применение диспергаторов

В настоящее время вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, который связан с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Зачастую газосодержание на приеме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора. Однако сейчас серийно выпускаются и отдельные модули – диспергаторы, которые применяют с погружными насосами без газосепараторов.

Зарубежными и отечественными производителями серийно изготавливаются следующие диспергирующие устройства: Advanced Gas Handler (AGH) фирмы «РЭДА», диспергатор ОАО «Борец», устройство Gas Master фирмы «Центрилифт», а также диспергаторы ЗАО «Новомет-Пермь».

Устройство AGH представляет собой пакет ступеней, конструктивно несколько отличающихся от обычных (рис. 3.5). Пакет может быть помещен в отдельный корпус или смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней может достигать 20-40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита [6].

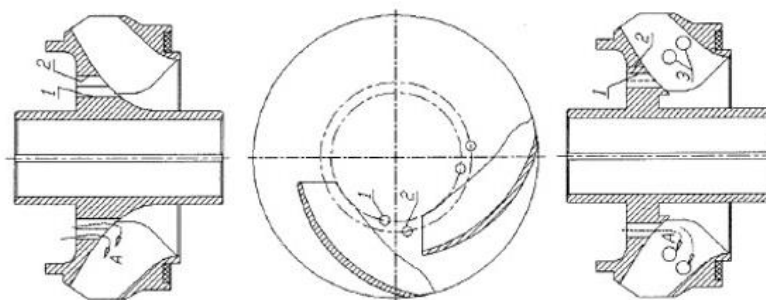


Рисунок 3.5 – Рабочие колеса диспергатора типа AGH

В рабочих колёсах диспергатора AGH имеется дополнительный ряд отверстий (отверстия 1, 2 на рис. 3.5), обеспечивающий циркуляцию некоторого количества жидкости между лопатками. Основным плюсом использования данных отверстий является уменьшение воздействия центробежной силы, активизирующей сепарацию газа в насосе, что позволяет отсепарированному газу опять смешиваться с основным потоком и растворяться в жидкости. В каждой крыльчатке также установлены балансные отверстия (уравнивающие давление).

Несмотря на то, что промышленные испытания данного типа диспергаторов прошли успешно, он имеет некоторые недостатки:

- данная конструкция рабочих колес диспергатора приводит к увеличению объемных утечек между лопастями, что снижает его эффективность;
- в таких ступенях подъем жидкости должен происходить на меньших подачах, чем в аналогичных стандартных ступенях.

Диспергатор AGH может устанавливаться как на стандартный входной модуль ЭЦН, так и совместно с газосепаратором (рис. 3.6). Выбор будет зависеть от количества свободного газа на приеме насоса или наличия пакера.

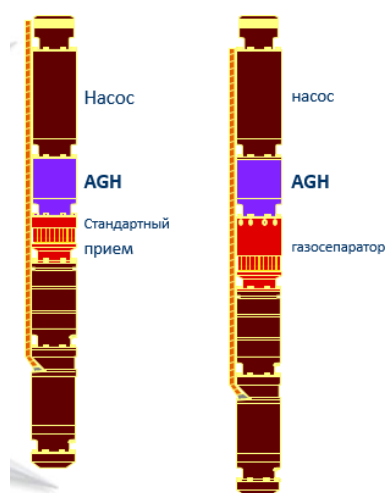


Рисунок 3.6 – Схема установки диспергатора

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки. На (рис. 3.7) представлены токовые диаграммы работы ПЭД в скважине с одним лишь сепаратором (левый) и при использовании комбинации газосепаратора и диспергатора (правый).

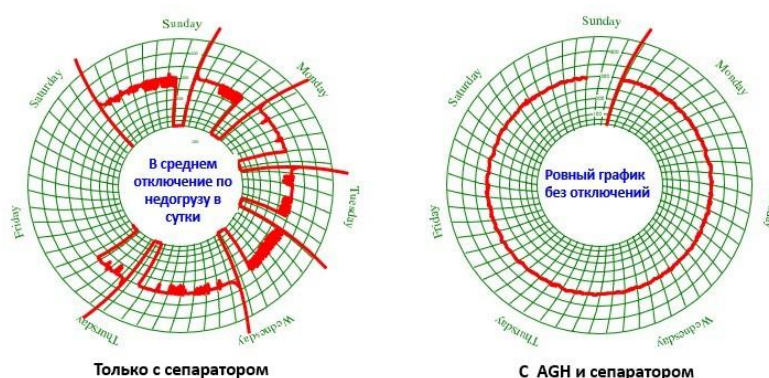


Рисунок 3.7 – Токовые диаграммы ПЭД

Первичной целью использования диспергаторов является предотвращение образования газовых пробок в насосе, приводящих к его неустойчивой работе и являющихся причиной выхода его из строя (если неправильно установлена защита насоса). Диспергатор в отличие от газосепаратора не отделяет газ, а наоборот «запрессовывает» его в основной поток в жидкости, гомогенизируя структуру жидкости.

Преимущества использования диспергаторов:

- меньшая вибрация и пульсация потока в НКТ;

- использование диспергатора позволяет эксплуатировать ЭЦН с входным газосодержанием до 55%;
- при использовании диспергатора свободный газ не выбрасывается в затрубное пространство, а растворяется в жидкости, вследствие чего он выделяется после прохождения всех ступеней насоса в НКТ, где совершает дополнительную работу по подъему жидкости.

Диспергатор позволяет эксплуатировать УЭЦН с максимально допустимым содержанием свободного газа на входе – 55 %, а при установке его вместе с газосепаратором входное газосодержание может достигать 68%.

3.6 Использование газостабилизатора

Газостабилизаторы обеспечивают стабильную работу погружных электроцентробежных насосов в условиях содержания свободного газа в откачиваемой жидкости [10].

Работа заключается в диспергации газожидкостного потока и сжатии свободного газа. Это достигается или благодаря использованию только ступеней специальной конструкции, или за счет использования ступеней специальной конструкции вместе с диспергирующим узлом.

Область применения: применяется в добывающих скважинах с повышенным содержанием свободного газа до 50%.

Особенности и преимущества: гомогенизирует и прокачивает ГЖС через начальный участок, препятствуя образованию неподвижных газовых пробок, устройство длиной не более 1,5 метров, обеспечивает устойчивую работу в широком диапазоне подач, устойчив к наличию абразива, высокая коррозионная стойкость за счет применения коррозионностойкой хромоникелевой стали.

Газостабилизаторы устанавливаются на входе насоса вместо входного модуля и предназначены для измельчения газовых включений в пластовой жидкости, подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход насоса. В более сложных условиях эксплуатации фазопреобразователь может быть установлен над газосепаратором.

Газостабилизаторы, выпускаемые ГК«Новомет», (рис. 3.8) включают в

себя последовательно расположенные на валу осевые и лабиринтные ступени. Поступающая в предвключенное устройство газожидкостная смесь сжимается в каждой из осевых ступеней. В результате уменьшения объема газа происходит увеличение его упругости и повышает устойчивость работы следующей ступени. Далее смесь подается в лабиринтные ступени, где подвергается более интенсивному измельчению. При прохождении потока газожидкостной смеси через газостабилизатор повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса: уменьшается его вибрация и пульсация потока в насоснокомпрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным КПД.



Рисунок 3.8 – Газостабилизатор

За насосом в насосно-компрессорной трубе из перекачиваемой жидкости выделяется свободный газ, который, расширяясь, совершает дополнительную работу по подъему жидкости из скважины. В целом, применение газостабилизатора способствует улучшению условий работы насоса, повышению стабильности его характеристик и увеличению экономичности всей установки погружного центробежного насоса. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в газостабилизатор при максимальной подаче – 50% по объему.

3.7 Применение мультифазных насосов

При работе ЭЦН, в процессе перекачки им скважинной продукции, возникают центробежные силы, отделяющие газ от жидкости. Небольшие пузырьки газа сталкиваются друг с другом и объединяются в большие по размеру пузыри, называемые газовыми кавернами. Газовые каверны остаются в рабочих органах насоса, препятствуя его нормальной работе и ухудшая рабочие характеристики. В погружных осевых насосах используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Центробежные силы в ступенях таких конструкций намного меньше, чем в стандартных ступенях ЭЦН. На (рис. 3.9) представлена рабочая ступень МФН «Посейдон», разработанного компанией Schlumberger. Особое конструктивное исполнение (геликоидальный шнек) данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой ими продукции [6].

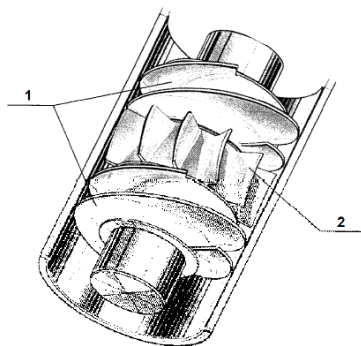


Рисунок 3.9 – Ступень погружного МФН «Посейдон»:

1 – шнеки, 2 – выправляющий аппарат.

Погружные осевые насосы также называют мультифазными насосами (МФН) [11]. МФН является предвключенным устройством и предназначен для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти, содержащей до 75 % свободного газа на входе в насос. Высокое допустимое газосодержание осевой шнековой ступени объясняется хорошими антикавитационными свойствами шнека. Его принцип действия основан на повышении давления на приеме ЭЦН до уровня, который будет обеспечивать его стабильную работу. Он может быть установлен

как в комбинации с газосепаратором, когда газ будет выделяться в затрубное пространство, так и вместе со стандартным приемом ЭЦН, если требуется прохождение всего газа через насос.

Давление, создаваемое в МФН, намного меньше, чем давление в ЭЦН. Благодаря этому сжатия газа в нем практически не происходит и весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление. Это частично компенсируется создаваемым газлифт-эффектом выделяющегося из нефти газа в НКТ. Несмотря на газлифт-эффект, полной компенсации потерянного давления в основном насосе не происходит, что требует дополнительного увеличения количества его ступеней.

Благодаря особой конструкции ступеней МФН, он не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы, до высоких концентраций нерастворенного газа на входе. При увеличении количества свободного газа на приеме смещается только правая граница диапазона подач, в которых МФН создает давление. При проектировании МФН правая граница выбирается так, чтобы при ее смещении из-за увеличения концентрации газа сохранялся достаточно широкий диапазон подач, в которых МФН создает напор и препятствует образованию неподвижных газовых пробок в основном насосе. Следовательно, МФН противодействует сужению рабочего диапазона подач ЭЦН на газожидкостных смесях.

На данный момент МФН выпускаются различными производителями: МФОН-5 фирмы ЗАО «Новомет-Пермь», МФН «Poseidon» компании REDA.

МФН Посейдон справляется с высоким газосодержанием на приеме насоса лучше, чем диспергатор (AGH) или газосепаратор, что приводит к усилению напора и приросту в уровне добычи на скважине (рис. 3.10).

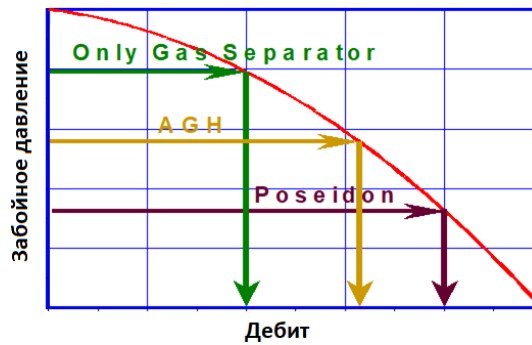


Рисунок 3.10 – График характеристик приема насоса

Мультифазный насос имеет следующие преимущества:

- возможность добычи нефти с УЭЦН в скважинах с содержанием свободного газа до 75 % на входе насоса.
- при его использовании, по аналогии с диспергатором, газ не выбрасывается в затрубное пространство, а совершает дополнительную работу, выделяясь в НКТ;
- предотвращает образование газовых пробок в рабочих колесах ЭЦН, благодаря особой конструкции рабочих органов;
- применяется там, где использование газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, наклонные и горизонтальные участки и др.).

4. ВЫБОР СИСТЕМЫ ЭЦН И РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ

Процедура оценки и выбора типоразмера ЭЦН состоит из девяти шагов. Пошаговый процесс позволяет оценить и выбрать соответствующее оборудование для конкретного применения. Приведенная ниже процедура иллюстрирует эти шаги и является достаточно подробной инструкцией при сравнительно простых расчетах параметров ЭЦН для перекачки воды или легкой нефти. Для более сложных скважин с высоким газовым фактором, вязкой нефтью, высокой температурой и применением РЧВ существуют компьютерные программы расчетов.

Эта процедура помогает рассчитать соответствующую погружную насосную систему для конкретной скважины. Каждый из девяти шагов поясняется в следующих разделах, включая учет влияния газа и эксплуатацию с регулируемой частотой вращения.

- Шаг первый: сбор основных данных. Производится сбор и анализ всех скважинных данных, которые будут использоваться в расчетах.
- Шаг второй: производительность насоса. Определение продуктивности скважины при проектной глубине установки насоса или определение глубины установки насоса для требуемого дебита.
- Шаг третий: расчет объемов газа. Расчет объемов флюидов (в том числе Газа) на приеме насоса.
- Шаг четвертый: полный динамический напор. Определение требований по напору насоса.
- Шаг пятый: тип насоса. Выбор типоразмера насоса для данной производительности и динамического напора с максимальным КПД при требуемом дебите.
- Шаг шестой: оптимальный размер узлов. Выбор оптимального размера насоса, электродвигателя и гидрозащиты и проверка ограничений оборудования.
- Шаг седьмой: электрический кабель. Выбор нужного типоразмера кабеля.

- Шаг восьмой: вспомогательное и дополнительное оборудование. Выбор контроллера двигателя, трансформатора, головки насосно-компрессорной колонны и дополнительного оборудования.
- Шаг девятый: ЭЦН с регулируемой частотой вращения. Выбор ЭЦН с регулируемой частотой вращения для обеспечения дополнительной эксплуатационной гибкости системы.

4.1 Сбор основных данных

В большинстве случаев расчет погружного насоса не является сложной задачей, особенно если собранные данные являются достоверными. Однако если информация, особенно относящаяся к продуктивности скважины, недостаточна, расчет, как правило, будет неточным. Недостаточные данные часто приводят к неправильному выбору насоса и дорогостоящей эксплуатации. Неправильно выбранный насос может работать вне диапазона оптимальных параметров, перегрузить или недогрузить электродвигатель, или создать слишком большую депрессию в скважине, приводящую к повреждению пласта. С другой стороны, насос может быть недостаточно мощным, чтобы обеспечить желаемую производительность.

Часто используют данные из других скважин того же или соседнего месторождения, предполагая, что скважины в одном и том же продуктивном горизонте имеют сходные характеристики. К сожалению, для выбора ЭЦН нефтяные скважины напоминают отпечатки пальцев (в том смысле, что нет двух совершенно одинаковых).

Сами процедуры расчета могут существенно различаться в зависимости от скважины с однофазным потоком нефти и /или воды, скважины с многофазными потоками жидкостей и газов (особенно с высоким содержанием свободного свойств скважинных флюидов. Три основные области применения ЭЦН – это газа) и скважины с жидкостями, вязкость которых намного больше, чем 10 сП. Перечень необходимых данных приведен ниже.

- Скважинные данные: диаметр, погонный вес и класс прочности обсадной колонны или хвостовика; диаметр, погонный вес, класс прочности, тип резва и состояние колонны НКТ; глубина установки насоса (по стволу скважины и вертикали); интервал перфорации или открытого ствола; общая глубина искусственного забоя (по стволу скважины и по вертикали).
- Добычные данные: устьевое давление в НКТ; давление на устье обсадной колонны; текущий дебит; динамический уровень жидкости и/или давление на приеме насоса в базовой точке; статический уровень жидкости и/или статическое забойное давление в базовой точке; положение базовой точки; температура на забое; проектный дебит (расчетный); газовый фактор; обводненность.
- Свойства скважинных флюидов: плотность воды и нефти в кг/м^3 или удельный вес; относительная плотность газа; давление насыщения нефти газом; вязкость нефти (дегазированной); любые другие имеющиеся соотношения давлений /объемов/температур (PVT).
- Источники энергии: напряжение, частота и возможности источника питания.
- Возможные проблемы: пескопроявления, отложения солей, коррозия, парафины/асфальтены, эмульсии, газ, высокая температура коллектора.

4.2 Производительность насоса

Ниже приведена упрощенная процедура прогнозирования характеристик скважины. При этом предполагается малый скин-эффект или его отсутствие. Поврежденный ствол или другие факторы будут влиять на продуктивность скважины.

Коэффициент продуктивности η . Когда динамическое давление в скважине ($P_{\text{дин}}$) больше, чем давление насыщения ($P_{\text{нас}}$), течение в пласте является однофазным и приток характеризуется прямой линией с наклоном m , определяемым коэффициентом продуктивности:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (4.1)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{с}$;

ΔP – депрессия, Па.

Индикаторная кривая. Если $P_{\text{дин}} < P_{\text{нас}}$, то из-за многофазного течения в коллекторе следует использовать метод индикаторной кривой (ИК), описываемой уравнением

$$Q_{o \max} = Q_0 / [1 - 0.2 * \left(\frac{P_{\text{дин}}}{P_{\text{стат}}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{\text{дин}}}{P_{\text{стат}}} \right)^2], \quad (4.2)$$

$Q_{o \max}$ – максимальный дебит при нулевом забойном давлении, $\text{м}^3/\text{с}$;

Q_0 – дебит нефти, $\text{м}^3/\text{с}$;

$P_{\text{дин}}$ – динамическое давление, Па;

$P_{\text{стат}}$ – статическое давление, Па.

Это соотношение впервые было использовано Гилбертом, а в дальнейшем развито Фогелем, разработавшим безразмерную эталонную кривую, которой можно пользоваться для построения ИК конкретной скважины.

4.3 Расчет объемов газа

Присутствие свободного газа на приеме насоса и в НКТ усложняет процесс подбора оборудования. Когда флюид (смесь жидкости и газа) проходит через ступени насоса от приема до выпуска и через колонну НКТ, давление и, следовательно, свойства жидкости (такие как объем, плотность и др.), претерпевают непрерывные изменения. Кроме того, присутствие свободного газа в НКТ может создать значительный эффект «газлифта» и существенно уменьшить требуемое давление нагнетания или полный Динамический напор насоса.

В идеальном случае добыча из скважины идет при давлении на приеме погружного насоса, превышающем давление насыщения, чтобы сохранить газ в растворенном в жидкости состоянии. Как правило, это неосуществимо, так что

газы должны либо перекачиваться с помощью насоса, либо отделяться от жидкостей до приема насоса.

Важно определить влияние газа на объем флюида для правильного выбора насоса и любого вспомогательного оборудования. Приблизительно оценить объемный процент свободного газа можно следующим образом.

Если значения газового фактора (Γ_{ϕ}), объемного коэффициента газа в пластовых условиях (B_g) и коэффициента приведения нефти к пластовым условиям (B_o) не известны из исходных данных по месторождению, их необходимо рассчитать, используя набор многофазных корреляций. Выбранная корреляция будет влиять на расчет, поэтому следует выбрать тот вариант, который лучше всего соответствует условиям. Существующие корреляции для газового фактора и коэффициентов приведения к пластовым условиям указаны ниже.

Газовый фактор:

$$\Gamma_{\phi} = \frac{Q_{\Gamma}}{Q_{\text{н}}}, \quad (4.3)$$

Q_{Γ} – объемное содержание газа, м³;

$Q_{\text{н}}$ – объемное содержание нефти, т.

Объемный коэффициент газа в пластовых условиях. Коэффициент B_g выражают в отношениях м³ газа в стандартных условиях на м³ газа в пластовых условиях:

$$B_g = 0,00377 * \left(Z * \frac{T}{P} \right), \quad (4.4)$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости;

T – температура, К;

P – давление, Па.

Коэффициент приведения нефти к пластовым условиям. Коэффициент B_o характеризует увеличенный объем, занимаемый кубическим метром нефти в пластовых условиях по сравнению с кубическим метром товарной нефти:

$$B_o = \frac{V_k}{V_0}, \quad (4.5)$$

где V_k – объем нефти в пластовых условиях;

V_0 – объем нефти после сепарации в поверхностных условиях.

Общий объем флюида. При известных трех переменных Γ_f , B_g и B_o можно определить объемный нефти, воды и свободного газа рассчитать процент каждой фазы. Общий объем газа (свободного и растворенного) можно определить как:

$$\text{общий объем газа} = (\text{газовый фактор} * \text{дебит нефти}) / 1000 = \text{тыс. м}^3/\text{сут.} \quad (4.6)$$

Объем растворенного газа при давлении погружения рассчитывают по формуле

$$\text{объем растворенного газа} = (\Gamma_f * \text{дебит нефти}) / 1000 = \text{тыс. м}^3/\text{сут.} \quad (4.7)$$

Объем свободного газа равен разности общего объема газа и объема растворенного газа. Объем нефти V_o на приеме насоса равен объему товарной нефти, умноженному на коэффициент приведения нефти к пластовым условиям B_o . Объем газа V_g на приеме насоса равен объему свободного газа, умноженному на объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g . Объем воды V_w на приеме насоса примерно равен объему подтоварной воды в емкостях на поверхности. Теперь можно определить общий объем жидкости:

$$V_t = V_o + V_g + V_w. \quad (4.8)$$

Процент свободного газа в общем объеме флюида теперь можно рассчитать по формуле

$$\text{Процент свободного газа} = V_g / V_t. \quad (4.9)$$

4.4 Полный динамический напор

Следующим шагом является определение полного динамического напора, необходимого для расчетной производительности. Полный напор насоса измеряют в метрах высоты столба перекачиваемой жидкости и рассчитывают, как сумму чистого подъема в скважине H_L , потерь на трение в колонне НКТ F_t и устьевое давления, H_{wh} . Упрощенное уравнение имеет вид

$$H = H_L + F_t + H_{wh}. \quad (4.10)$$

4.5 Тип насоса

Из каталога изготовителя выбрать типоразмер насоса, его рабочие диапазоны и эксплуатационные характеристики (для частот следует выбрать насос, который при ожидаемом дебите будет работать в пределах рабочего диапазона и с КПД, близким к максимальному. 60 и 50 Гц). Исходя из ожидаемого дебита флюида и размера обсадной колонны следует выбрать насос, который при ожидаемом дебите будет работать в пределах рабочего диапазона и с КПД, близким к максимальному.

Если два или более типоразмеров насосов имеют схожие характеристики, то следует выбрать насос с учетом следующих условий.

Цены насосов и соответствующие мощности и цены двигателей могут несколько отличаться. Обычно насосы и двигатели большего диаметра дешевле и имеют более высокий КПД.

При неизвестной или не точно оцененной продуктивности скважины следует выбрать насос с наилучшей эксплуатационной характеристикой. Если нужный дебит находится в точке, где два типа насосов имеют приблизительно равный КПД, выбрать тип насоса с наибольшим числом ступеней. Такой насос обеспечит производительность, близкую к расчетной, даже если высота подъема флюида из скважины будет существенно больше или меньше ожидаемой.

При наличии газа в добываемом флюиде для эффективной работы может быть необходим газосепаратор. Следует отметить, что свободный газ выпускают вверх по межтрубному пространству. (Для оценки влияния газа на дебит скважины см. шаг 3 выше.) Скорректированный дебит влияет на выбор насоса и размер других компонентов системы.

В скважинах с достаточно вязкой нефтью и/или эмульсиями, либо в других чрезвычайных обстоятельствах могут оказаться необходимыми некоторые корректировки параметров насоса для обеспечения его более эффективной работы. В таких случаях следует обращаться за рекомендациями к производителю.

Выбор насоса с переменной скоростью вращения. Применение насоса с переменной скоростью вращения должно быть обосновано: например, такой насос выбирают, если точно не известен дебит скважины. Регулятор частоты вращения «превращает» один насос в семейство насосов, из которого можно выбрать подходящий для диапазона параметров скважины, а затем внести корректировки производительности по мере сбора дополнительных данных.

При выборе насоса с переменной скоростью вращения и РЧВ следует руководствоваться последовательностью, описанной ниже (смотреть шаг 9). Эксплуатационные характеристики таких насосов можно найти в информации, предоставляемой большинством производителей. Система с РЧВ может дать дополнительную экономию капитальных затрат и эксплуатационных расходов и должна рассматриваться на шаге 6. РЧВ и трансформаторы для систем с переменной скоростью вращения рассмотрены ниже на шагах 8 и 9.

4.6 Оптимальный размер узлов

Имеется ряд типоразмеров компонентов ЭЦН, которые могут быть собраны в различных комбинациях. Эти комбинации должны быть тщательно определены для эксплуатации ЭЦН в границах рабочих характеристик, прочности материалов и предельных температур. При выборе размера компонентов следует обратиться к производителю за следующей информацией: комбинации оборудования в различных обсадных колоннах, предельные нагрузки, максимальный диаметр узлов, скорость потока флюида, омывающего электродвигатель, ограничения мощности на валу при различных частотах вращения.

Насос. Пользуясь эксплуатационной характеристикой выбранного типа насоса, определить количество ступеней, необходимых для ожидаемой производительности при ранее рассчитанном полном динамическом напоре. Как правило, эксплуатационные характеристики для частот 60 и 50 Гц приводятся в каталогах производителей при перекачке воды с удельным весом 1,0. По расчетной производительности (горизонтальная ось) находят напор одной

ступени (вертикальная ось). Разделив полный динамический напор на напор одной ступени, находят число ступеней.

Сепаратор. По каталогу производителя подобрать газосепаратор. Внести необходимые изменения в потребную мощность и длину корпуса насоса.

Электродвигатель. Для выбора нужного двигателя следует определить необходимую тормозную мощность. Мощность, требуемую для каждой ступени, определяют по эксплуатационной характеристике выбранного насоса, а суммарную мощность умножением ее на число ступеней.

По спецификации завода-изготовителя выбрать двигатель с параметрами, близкими к расчетным. Максимальная нагрузка не должна превышать 110% от номинала. Минимальные эксплуатационные нагрузки не должны вызывать холостой ход двигателя; в противном случае не срабатывает защита двигателя. Для выбора конкретных рабочих диапазонов следует проконсультироваться с производителем. Как правило, оператор стремится выбрать двигатель, работающий в диапазоне от 70 до 100% от номинального.

Гидрозащита. По каталогу завода-изготовителя выбрать соответствующую секцию гидрозащиты.

4.7 Электрический кабель

Круглые и плоские электрические кабели, как правило, имеют размер жил 1, 2, 4 и 6. Для защиты от агрессивных жидкостей и работы в сложных условиях имеются несколько типов брони и изоляции.

Выбор кабеля включает в себя определение размера, типа и длины кабеля.

Размер кабеля. Размер кабеля зависит от падения напряжения, силы тока и зазора между муфтами НКТ и обсадной колонной.

Падение напряжения в кабеле определяют по вольтамперной характеристике силового кабеля. В качестве ориентира для выбора кабеля можно использовать падение напряжения ≤ 30 В на 305 м при известном токе двигателя и температуре в скважине. Эта кривая определяет необходимое для работы двигателя напряжение на поверхности (рабочее напряжения двигателя плюс падение напряжения в кабеле).

Следует проверить информацию производителя, чтобы определить, можно ли использовать выбранный кабель с предлагаемыми НКТ и обсадными трубами. Диаметр кабеля и диаметр муфты НКТ трубы в сумме должны быть меньше, чем внутренний диаметр обсадной колонны. Для определения оптимального размера кабеля учитывают будущее оборудование, которое может потребовать использования кабеля большего диаметра.

Если расходы на электроэнергию являются серьезной проблемой, то для выбора кабеля можно использовать кривые потерь потребляемой мощности. Хотя тарифы на электроэнергию отличаются друг от друга в разных регионах, эта информация оказывается ценной при определении рентабельности скважины с кабелями различных размеров.

Тип кабеля. Выбор типа кабеля основывается, прежде всего, на свойствах флюида, температуре на забое скважины и пространственных ограничениях в обсадной колонне. Следует тщательно выбирать тип кабеля для агрессивных сред по каталогам производителей. При малом зазоре в межтрубном пространстве следует использовать плоский электрический кабель, хотя его применение может вызывать дисбаланс напряжений и потребовать сращивания с круглым кабелем, что тоже следует уточнить по каталогу производителя.

Длина кабеля. Общая длина кабеля должны быть примерно на 30 м больше, чем измеренная глубина установки насоса для наземных соединений на безопасном расстоянии от устья скважины. Следует проверить напряжение на клеммах электродвигателя во избежание возможности низковольтных пусков. Напряжение на клеммах двигателя равно напряжению питания на поверхности за вычетом падения напряжения в кабеле.

Вентиляция кабеля. Во всех скважинах необходимо дать выход газам из кабеля до контроллера двигателя, чтобы избежать взрывоопасных условий. С этой целью применяют вентиляционные короба.

4.8 Вспомогательное и дополнительное оборудование

Плоский кабель (удлинитель электродвигателя). Длина кабеля для двигателя выбранной серии должна быть примерно на 1,8м больше, чем общая

длина секций насоса (стандартной или с газосепаратором) и гидрозащиты. Для уточнения размеров следует обратиться к каталогу завода-изготовителя.

Ниппель, обратный и дренажный клапан (по выбору). Выбрать это вспомогательное оборудование в соответствии с наружным диаметром и типом резьбы.

Контроллеры электродвигателя. Современные типовые цифровые контроллеры двигателей состоят из двух компонентов.

Системный блок. Этот блок выполняет все операции выключения и перезапуска. Он установлен в отсеке низкого напряжения шкафа управления.

Дисплей (по выбору). Дисплей отображает показания и сигналы тревоги. Его обычно монтируют вместе с регистратором тока для быстрого доступа. Он регистрирует все основные функции, включая недогрузки, перегрузки, асимметрию и чередование фаз, а также многие другие параметры, включая пароль и коммуникационные протоколы.

Одно- и трехфазные трансформаторы. Тип выбранного трансформатора зависит от характеристик первичной энергосистемы и требуемого среднего напряжения. Для повышения напряжения от сети обычно применяют трехфазные повышающие трансформаторы, а для снижения высокого напряжения основного источника питания до требуемого напряжения на поверхности применяют три одинаковых однофазных трансформатора.

Некоторые системы ЭЦН работают без использования дополнительного трансформатора. Для новых систем с более высоким напряжением, как правило, дешевле установить три однофазных трансформатора, соединенных по схеме «звезда», вместо автотрансформатора.

При выборе размера повышающего трансформатора или трех однофазных трансформаторов используется следующее уравнение для расчета общей необходимой электрической мощности (кВА):

$$\text{кВА} = (V_s * A_m * 1,73)/1000, \quad (4.11)$$

где V_s – напряжение на поверхности, В;

A_m – ток, потребляемый электродвигателем, А.

Поверхностный кабель. Выбрать приблизительную длину, необходимую для подключения контроллера к основной системе питания или трансформатору. Для установок, использующих автотрансформатор, как правило, требуется кабель, составленный из двух частей. Размер должен быть равен размеру кабеля в скважине (кроме повышающего трансформатора или автотрансформатора, где первичные и вторичные токи неодинаковы).

Устьевое и вспомогательное оборудование. Выбрать устьевое оборудование, исходя из размера обсадной колонны и НКТ, максимальной рекомендуемой нагрузки, поверхностного давления и максимальной глубины установки ЭЦН. Если не требуется арматура давления, то электрический кабель проходит через устье скважины.

Имеются также оправки со сквозным питанием, где электрический кабель сращивают с короткими кабельными выводами. Оправки герметизируют устья скважин и предотвращают утечки газа на поверхность.

Сервисное оборудование. К сервисному оборудованию относятся кабельные барабаны, стойки барабанов и направляющие кабеля. Выбрать размер кабельного барабана, необходимого для ранее выбранного кабеля.

Транспортная упаковка. Выбрать тип и длину тары, необходимой для размещения ранее выбранного двигателя, насоса, газосепаратора и гидрозащиты.

Дополнительное оборудование. Забойные датчики. Скважинные датчики обеспечивают непрерывное измерение давления в скважине, температур в скважине или ЭЦН, расходов на выпуске насоса, наличия воды в двигателе, вибраций оборудования.

Автоматический мониторинг скважины. Для непрерывного мониторинга работы насоса с центрального пульта применяют контроллеры.

4.9 ЭЦН с регулируемой частотой вращения

Система ЭЦН может включать в себя регулятор частоты вращения, позволяющий работать в более широком диапазоне значений производительности, напора и КПД. Большинство производителей ЭЦН

компьютеризировали программы подбора насосов для облегчения выбора систем с регулируемой частотой вращения.

4.10 Пример расчета

Скважинные данные. Обсадные трубы К55 от поверхности до глубины 1707 м: диаметр 177,8 мм, погонный вес 38,2 кг/м; хвостовик К55 от 1686 до 2112 м: диаметр 127 мм, погонный вес 22,1 кг/м; НКТ J55: диаметр 73 мм, погонный вес 9,2 кг/м; интервал перфорации: 2057-2088 м; глубина спуска насоса (над хвостовиком): 1676 м.

Добычные данные. Давление в НКТ 0,69 МПа, давление в обсадной колонне 0,69 МПа, дебит пластового флюида 135 м³/сут, динамическое давление на приеме насоса 17,93 МПа, статическое забойное давление 22,06 МПа, точка начала отсчета 2073 м, забойная температура 71°С, максимальный расчетный дебит пластового флюида 400 м³/сут, газовый фактор 200 м³/т, обводненность 75 %.

Свойства скважинного флюида. Плотность воды 1,085 кг/м³, плотность нефти 865 кг/м³, относительная плотность газа 0,7, давление насыщения газа 10,34 МПа, вязкость нефти неизвестна, данные PVT отсутствуют.

Источник энергии. Напряжение в сети 380 В, частота 50 Гц, параметры источника энергии отсутствуют.

Давление на приеме насоса при расчетной производительности может быть рассчитан из заданных условий. Поскольку динамическое давление скважины (17,93 МПа) выше, чем давление насыщения газа (10,34 МПа), расчетный метод, основанный на постоянстве коэффициента продуктивности (η), дает удовлетворительный результат. Определим коэффициент продуктивности с помощью имеющихся данных:

$$\eta = Q / (P_r - P_{wf}), \quad (4.12)$$

$$\eta = 135 / (22,06 - 17,93) = 32,7 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{Па}. \quad (4.13)$$

Затем находим новое динамическое давление скважины (P_{wf}) при расчетном дебите (Q_d):

$$P_{wf} = P_r - (Q_d / \eta), \quad (4.14)$$

$$P_{wf} = 22,06 - (400 / 32,7) = 9,8 \text{ МПа}. \quad (4.15)$$

Новое динамическое давление в скважине (9,8 МПа) ниже давления насыщения (10,34 МПа), поэтому решение с коэффициентом продуктивности даст хороший результат. Давление на приеме насоса может быть определено путем поправки динамического забойного давления на разность глубин установки насоса и точки отсчета и потерь на трение в точке отсчета и в кольцевом пространстве обсадной колонны. В данном примере насос установлен на 397 м выше перфорационных отверстий, при этом потери на трение потока жидкости через кольцевое пространство от интервала перфорации до глубины установки насоса малы по сравнению с динамическим давлением, и ими можно пренебречь.

Поскольку в добываемых флюидах присутствуют вода и нефть, необходимо рассчитать относительный удельный вес (SG) смеси. Так как обводненность составляет 75 %, то

$$SG_w = 0,75 \times 1,085 = 0,8138. \quad (4.16)$$

Нефть составляет 25 %, поэтому

$$SG_o = 0,25 \times 0,865 = 0,2162. \quad (4.17)$$

Суммарный удельный вес будет равен

$$SG_{mix} = 0,8138 + 0,2163 = 1,03. \quad (4.18)$$

Давление из-за разницы в глубине (расположения перфорационных отверстий и глубины установки насоса): $(2073 - 1676 = 397 \text{ м})$, можно рассчитать по формуле:

$$\text{давление, МПа} = (\text{напор, м} \times SG_{mix} \times 9,8 \text{ м/с}^2) / 100, \quad (4.19)$$

таким образом,

$$\text{давление} = (397 \times 1,03 \times 9,8) / 100 = 4 \text{ МПа}. \quad (4.20)$$

Отсюда можно определить давление на приеме насоса (P):

$$P = 9,8 - 4 = 5,4 \text{ МПа}. \quad (4.21)$$

Далее необходимо определить общий объем флюидов, включая воду, нефть и свободный газ, который попадает в насос при максимальном расчетном дебите ($400 \text{ м}^3/\text{сут}$). Определить газовый фактор (R_s) для растворенного газа при

давлении на приеме насоса, заменив давление на приеме на давление насыщения в уравнение Стэндинга:

$$R_s = 0,1781 \times SG_g \times [(0,806 \times P) \times (10^{0,0125 \times (141,5/SG_o - 131,5)} / 10^{0,0091(1,8 \times T + 32)})]^{1,2048} \\ = 0,1781 \times 0,7 \times [(0,806 \times 5,4 \times 10^6) \times (10^{0,0125 \times (141,5/0,865 - 131,5)} / 10^{0,0091(1,8 \times 71 + 32)})]^{1,2048} = \\ = 24 \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (4.22)$$

Определим объемный коэффициент нефти (B_o) при заданным газовым фактором ($200 \text{ м}^3/\text{т}$) по следующему уравнению Стэндинга:

$$B_o = 0,972 + 0,000147 \times F^{1,175}, \quad (4.23)$$

где

$$F = 5,61 \times \Gamma \phi \times (SG_g / SG_o)^{0,5} + 1,25 \times (1,8 \times T + 32) = \\ = (5,61 \times 200) \times (0,7 / 0,865)^{0,5} + 1,25 \times (1,8 \times 71 + 32) = 1209,08. \quad (4.24)$$

Отсюда

$$B_o = 0,972 + 0,000147 \times (1209,08)^{1,175} = 1,9 \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (4.25)$$

при давлении на выходе насоса 5,4 МПа.

Определим объемный коэффициент газа (B_g) как

$$B_g = 0,00377 \times Z \times T / P. \quad (4.26)$$

Приняв коэффициент $Z = 0,85$, получим

$$B_g = 0,00377 \times 0,85 \times (71 + 273) / 5,4 = 0,2 \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (4.27)$$

Определим общий объем флюида и процент свободного газа, высвобождающегося на приеме насоса. Зная газовый фактор и объем нефти, определим общий объем газа (V_g):

$$V_g = Q_o \times \Gamma \phi = (400 \times 0,25) \times 200 = 20000 \text{ м}^3. \quad (4.28)$$

Зная газовый фактор для растворенного газа на приеме насоса, определим объем растворенного газа (V_{SG}):

$$V_{SG} = Q_o \times R_s = 400 \times 0,25 \times 24 = 2400 \text{ м}^3. \quad (4.29)$$

Разница представляет собой объем свободного газа (V_{FG}), высвобождающегося из раствора при уменьшении давления от давления насыщения 10,34 МПа до давления на приеме насоса 5,4 МПа:

$$V_{FG} = 20000 - 2400 = 17600 \text{ м}^3. \quad (4.30)$$

Объем нефти (V_o) на приеме насоса

$$V_o = Q_o \times B_o = 400 \times 0,25 \times 1,9 = 190 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (4.31)$$

Объем свободного газа (V_g) на приеме насоса

$$V_g = V_{FG} \times B_g = 17600 \times 0,2 = 3520 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (4.32)$$

Объем воды (V_w) на приеме насоса

$$V_w = Q_d \times \% \text{ воды} = 400 \times 0,75 = 300 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (4.33)$$

Теперь определим суммарный объем (V_t) нефти, воды и газа на приеме насоса:

$$V_t = V_o + V_w + V_g = 4010 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (4.34)$$

Доля или процент свободного газа на приеме насоса в общем объеме флюидов составит

$$\% \text{ свободного газа} = V_g / V_t = 3520 / 4010 \times 100 = 87,8 \%. \quad (4.35)$$

Поскольку это значение превышает 10% объема, свободного газа будет влиять на производительность насоса. Поэтому рекомендуется установить газосепаратор модели ГН5А-500 компании «НОВОМЕТ». Далее следует задать эффективность газосепаратора. Исходя из информации производителя, при 87,8 % свободного газа эффективность разделения составляет 90%.

Процент несепарированного газа составляет 10%, тогда

$$\begin{aligned} V_g &= \text{объем свободного газа на приеме насоса} \times \% \text{ несепарированного газа} = \\ &= 3520 \times 0,1 = 352 \text{ м}^3/\text{сут.} \end{aligned} \quad (4.36)$$

Общий объем смеси флюидов, попадающей в насос:

$$V_o = 190 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (4.37)$$

$$V_g = 352 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (4.38)$$

$$V_w = 300 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (4.39)$$

$$V_t = 842 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (4.40)$$

Объем свободного газа, поступающего в первую ступень насоса, в процентах от общей смеси флюида:

$$\% \text{ свободного газа} = V_g / V_t = 352 / 842 \times 100 = 41,8 \%. \quad (4.41)$$

Поскольку это значение превышает 10% объема, свободного газа будет влиять на производительность насоса. Поэтому рекомендуется установить еще один газосепаратор модели ГН5А-500 компании «НОВОМЕТ». Далее следует

задать эффективность второго газосепаратора. Исходя из информации производителя, при 41,8 % свободного газа эффективность разделения составляет 90 %.

Процент несепарированного газа составляет 10%, тогда

$$V_g = \text{объем свободного газа на приеме насоса} \times \% \text{ несепарированного газа} = 352 \times 0,1 = 35,2 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (4.42)$$

Общий объем смеси флюидов, попадающей в насос:

$$V_o = 190 \text{ м}^3/\text{сут.}, \quad (4.43)$$

$$V_g = 35,2 \text{ м}^3/\text{сут.}, \quad (4.44)$$

$$V_w = 300 \text{ м}^3/\text{сут.}, \quad (4.45)$$

$$V_t = 525,2 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (4.46)$$

Объем свободного газа, поступающего в первую ступень насоса, в процентах от общей смеси флюида:

$$\% \text{ свободного газа} = V_g / V_t = 35,2 / 525,2 \times 100 = 6,7 \%. \quad (4.47)$$

Поскольку свободный газ составляет 6,7 % по объему, газ оказывает незначительное влияние на производительность насоса.

Общая относительная плотность флюида, включая газ, определяется из расчета общей массы добываемого флюида (TMPF) по приведенным исходным данным:

$$\begin{aligned} \text{TMPF} &= 400 \times 0,25 \times 865 + 400 \times 0,75 \times 1085 + 200 \times 400 \times 0,25 \times 0,7 \times \\ &1,29 = 430060 \text{ кг/сут.}, \end{aligned} \quad (4.48)$$

и

$$\text{SG}_{\text{comp}} = 430060 / (525,2 \times 1000) = 0,819. \quad (4.49)$$

Теперь, когда общий объем флюида, поступающий в первую ступень насоса, известен (525,2 м³/сут) и определена общая относительная плотность, можно перейти к следующему шагу расчета системы ЭЦН.

Для определения полного динамического напора (H) насоса имеется достаточно данных:

$$H = H_L + F_t + H_{wh}, \quad (4.50)$$

$$H_L = \text{глубина установи насоса} - P / (\text{SG}_{\text{comp}} \times 9,8 / 100) =$$

$$= 1676 - 5,4 / (0,819 \times 9,8 / 100) = 1003 \text{ м.} \quad (4.51)$$

Необходимый полный динамический напор рассчитан для нормальных условий в скважине.

Потери на трение на 1000 м в НКТ диаметром 73 мм составляет 49 м / 1000 м глубины при дебите 352,2 м³/сут. Для расчетной глубины установки насоса имеем

$$F_t = (1676 \times 49) / 1000 = 82 \text{ м.} \quad (4.52)$$

H_{wh} – напор на выпуске насоса (расчетное устьевое давление). Используя общую относительную плотность флюида, получаем

$$H_{wh} = (0,69 \times 10 / (0,819 \times 9,8 / 100)) = 86 \text{ м,} \quad (4.53)$$

$$H = 1003 + 86 + 82 = 1171 \text{ м.} \quad (4.54)$$

Из каталога производителя необходимо выбрать тип насоса с высоким КПД (при расчетной производительности 352,2 м³/сут), который будет соответствовать диаметру обсадной колонны. Насос серии 513 марки GC-2200.

Напор одной ступени данного насоса при частоте 50 Гц и расчетной производительности 352,2 м³/сут составляет 12,6 м. Тормозная мощность ступени составляет 1,12 л.с. Чтобы определить общее число необходимых ступеней, нужно разделить полный динамический напор на напор одной ступени, взятый из эксплуатационной характеристики. Число ступеней: $(1171/12,6) = 93$ ступени. В соответствии с каталогом завода-изготовителя для насоса GC-2200, корпус №10 может вместить 93 ступени, что подходит для данных условий. После того как определено максимальное число ступеней насоса, необходимо рассчитать тормозную мощность (ВНР):

$$\text{ВНР} = \text{ступень} \times \text{число ступеней} \times SG_{\text{comp}} = 1,12 \times 93 \times 0,819 = 85 \text{ л.с.} \quad (4.55)$$

Так как необходимо использовать сдвоенный вращающейся газовый сепаратор, который является центробежной машиной, потребляющей мощность, он создаст дополнительную нагрузку на двигатель. По каталогу производителя, два совмещенных газосепаратора ГН5А-500 потребляют в сумме 10 л.с. при частоте 50 Гц. Полная тормозная мощность насоса и сепаратора составит $85 + 10 = 95$ л.с.

Секция гидрозащиты. Рекомендуемая гидрозащита ГЗНМ-92 компании «НОВОМЕТ». Мощность, потребляемая гидрозащитой, зависит от полного динамического напора насоса. По данным производителя, расходуемая мощность гидрозащиты составляет 3 л.с. при динамическом напоре 1171 м. Таким образом общая потребляемая мощность равна $95 + 3 = 98$ л.с.

Электродвигатель. Подходящий электродвигатель ПЭД-125-117 компании «НОВОМЕТ», данный двигатель способен развивать максимальную мощность 170 л.с. при частоте 50 Гц и является подходящим для данной обсадной колонны.

Далее необходимо выбрать кабель питания и рассчитать падение напряжения в кабеле. Из-за наличия газа в скважине и температурных условий на забое следует использовать кабель с полипропиленовой изоляцией. Проверить, чтобы диаметр кабеля и диаметр муфты НКТ в сумме оказались меньше, чем внутренний диаметр обсадной колонны. Глубина установки насоса 1676 м плюс отрезок кабеля 31 м для поверхностных соединений; общая длина кабеля составит 1701 м. Следует убедиться, что длина кабеля находится в пределах рекомендуемой производителем максимальной длины. Между устьем скважины и контроллером двигателя должно быть установлено вентиляционный короб, чтобы предотвратить миграцию газа в контроллер.

Для добывающей скважины, оборудованной ЭЦН, в условиях высокого газового фактора было предложено применение сдвоенных газосепараторов. Заводом изготовителем были проведены промысловые испытания данных сепараторов, результат эксплуатации таков: число УЭЦН (47), число отказов УЭЦН (29), наработка на отказ в среднем (261 день), причины отказов (износ ступеней ЭЦН, отложение солей). Удовлетворительные показатели результатов промысловых испытаний также рекомендуют установку данных газосепараторов.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Прыткову Михаилу Петровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Исходные данные для определения стоимости ресурсов, принятые на основании цен ПАО «НК «Роснефть»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ. НДС (20%), налог на прибыль (20%), ФЗ «О таможенном тарифе»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет дохода и себестоимости добываемой продукции	Расчет прироста добычи нефти и себестоимости после проведения мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора
2. Определение экономической эффективности	Расчет и анализ экономической эффективности мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Прытков Михаил Петрович		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из основных проблем при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов в условиях Западной Сибири является повышенное газосодержание на входе в насос, приводящее к срывам подачи и выходу из строя дорогостоящего оборудования. Для решения данной проблемы может быть применен газосепаратор-диспергатор, который устанавливается вместо входного модуля. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода, а вследствие этого дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке газосепаратора-диспергатора на прием ЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в (табл. 5.1 и 5.2).

Таблица 5.1 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	10	10
Средняя наработка на отказ, сут.	110	225
Средняя продолжительность ремонта, час	130	130
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300	469300
Затраты на приобретение газосепаратора-диспергатора ГСНД5-250, руб./ед.	0	60000

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	30116,67
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	63,59
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	88,3
НДС	%	20
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС*	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр. час	6312,8
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	64
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	923,6
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1012
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	64,6
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	50

* по данным на 2019 год

** средневзвешенный за 2019 год

5.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин газосепаратором-диспергатором вычислим согласно РД 39-0147035-202-86 «Методические указания по определению экономической эффективности в нефтедобывающей промышленности» [12]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_э + \Delta \text{МРП}, \quad (5.1)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит скважины нефти до и после, т/сут;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$ – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \times T \times q_{\text{ср}}, \quad (5.2)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ГСНД5-250, по причине срыва подачи;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки газосепаратора-диспергатора, по причине срыва подачи;

$q_{\text{ср}}$ – средний дебит одной скважины, т/сут;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{до}}}, \quad (5.3)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}}, \quad (5.4)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ и $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ до и после установки ГСНД5-250 соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = 365/110 = 3,32,$$

$$N_{\text{после}} = 365/225 = 1,62,$$

$$\Delta \text{МРП} = (3,32 - 1,62) \times 130 / 24 \times 10 = 92,08 \text{ т/год},$$

$$\Delta Q t = 0 + 92,08 = 92,08 \text{ т/год},$$

Причем дебит скважины за год при использовании газосепаратора-диспергатора составил:

$$Q_{\text{н}} = 10 \times 365 + 92,08 = 3742,08 \text{ т.}$$

5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ГСНД5-250:

$$З_{\text{ед}} = 60000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Газосепаратор - диспергатор» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев включительно); оборудование для

подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее; код ОКОФ2 – 330.28, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 50 % в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{\Gamma} = C_{\Pi} \times H_A / 100\% = 60000 \times 50\% / 100\% = 30000 \text{ руб.}, \quad (5.5)$$

где C_{Π} – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;

H_A – норма амортизационных отчислений, %.

5.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка газосепаратора-диспергатора.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ГСНД5-250 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = Q_{\text{н}} \times Y_э, \quad (5.6)$$

где $Y_э$ – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$З_э = 3650 \times 64 = 233600 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{\text{тн}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{тн}}, \quad (5.7)$$

где $Y_{\text{тн}}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$З_{\text{тн}} = 3650 \times 313,6 = 1144640 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{\pi} = Q_{\pi} \times Y_{\pi} , \quad (5.8)$$

где Y_{π} – удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$З_{\pi} = 3650 \times 308,4 = 1125660 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{\tau} = Q_{\pi} \times X \times Y_{\tau} , \quad (5.9)$$

где Y_{τ} – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X – доля нефти на экспорт, %.

$$З_{\tau} = 3650 \times 0,5 \times 1012 = 1846900 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \times Y_{от} , \quad (5.10)$$

где $Y_{от}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{рем} = n \times Y_{рем} , \quad (5.11)$$

где $Y_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{рем} = C_{бр} \times T , \quad (5.12)$$

где $C_{бр}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС, руб./час;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{рем} = 6312,8 \times 130 = 820664 \text{ руб.}$$

$$З_{рем} = 3,32 \times 820664 = 2724604,48 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ГСНД5-250:

$$C_1 = Э_{общ} / Q_0 , \quad (5.13)$$

где $Э_{общ}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = 7999004,48 / 3650 = 2191,5 \text{ руб./т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ГСНД5-250:

Энергетические затраты:

$$З_э = 3742,08 \times 64 = 239493,12 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = 3742,08 \times 313,6 = 1173516,23 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{п} = 3742,08 \times 308,4 = 1154057,47 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{т} = 3742,08 \times 0,5 \times 1012 = 1893492,48 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{рем} = 1,62 \times 820664 = 1329475,68 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ГСНД5-250 определяется по формуле:

$$C_2 = Э_{общ} / (Q_0 + \Delta Q), \quad (5.14)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$C_2 = \frac{6713634,98}{3650 + 92,08} = 1794,09 \text{ руб/т.}$$

5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля УЭЦН определяется по формуле [13]:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta Э}{(C + E_n \times K)} \times 100\%, \quad (5.15)$$

где $\Delta Э$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($З_{рем}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($З_{ед}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta Э = \Delta Q \times Ц_t = 92,08 \times 0,1364 \times 63,59 \times 64,6 = 51594,21 \text{ руб.} \quad (5.16)$$

$Ц_t$ – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2019 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 63,59\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ =64,6 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{51594,21}{1329475,68 + 0,15 \times 529300} \times 100\% = 3,66\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{2191,5 - 1794,09}{2191,5} \times 100\% = 18,13\% \quad (5.17)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./ т;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\$}, \quad (5.18)$$

$$\Delta B_{\text{э}} = 92,08 \times 0,1364 \times 0,5 \times 63,59 \times 64,6 = 25797,11 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}}, \quad (5.19)$$

$$\Delta B_{\text{вн}} = 92,08 \times (1 - 0,5) \times 30116,67 = 1386571,49 \text{ руб.}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}}, \quad (5.20)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2019 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ($B_{\text{с}}$).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261}, \quad (5.21)$$

где C – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$C_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$D_m = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{Ц}} \times (1 - K_B \times K_3 \times K_D \times K_{\text{ДВ}} \times K_{\text{КАН}}) \quad (5.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559 \text{ руб./т}$ на период с 1 января по 31 декабря 2019 года;

K_B – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

K_D – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{ДВ}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{\text{КАН}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Значения коэффициентов K_B , K_3 , K_D , $K_{\text{ДВ}}$, $K_{\text{КАН}}$ равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$\text{НДПИ} = Q_n \times (B_c \times (C - C_{\text{баз}}) / 261 - D_m); \quad (5.23)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (5.21) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\text{НДПИ} = 92,08 \times (919 \times (63,59 - 15) \times 64,6 / 261 - (559 \times 12,03 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 454509,6 \text{ руб.},$$

где B_c – ставка НДПИ, 919 руб./т.

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_n \times X \times C_{\text{ТП}} \times P, \quad (5.24)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$\text{ТП} = 92,08 \times 0,1364 \times 0,5 \times 88,3 \times 64,6 = 35821,43 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \times C_{\text{НП}}, \quad (5.25)$$

где $C_{\text{НП}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} &= \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} = \\ &= 1386571,49 + 25797,11 - 5893,12 - 28876,23 - 28397,47 - 46592,48 + 1395128,8 - 60000 - 30000 - 454509,6 - 35821,43 = 2117406,77 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (5.26)$$

$$\text{НП} = 2117406,77 \times 0,2 = 423481,35 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 2141057,84 - 423481,35 = 1717576,49 \text{ руб.} \quad (5.27)$$

Выводы к разделу:

Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля увеличивает среднюю наработку на отказ, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 2,5%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 92,08 тонн.

В результате расчета экономический эффект составляет 3,66 %. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 1717576,49 рубля. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Прыткову Михаилу Петровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ эксплуатации скважин в осложненных высоким газовым фактором условиях на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной ВКР являются скважины нефтяных месторождений Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.	Специальные правовые нормы трудового законодательства для условий работы на территории Крайнего Севера (гл.47, ст.302; гл.50, ст.313 «Трудового кодекса Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя; ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя.
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия вредных и опасных факторов.	Производственная безопасность. Анализ вредных факторов на рабочем месте: Отклонение показателей микроклимата. Повышенная загазованность воздуха. Превышение уровня шума. Превышение уровня вибрации. Анализ опасных факторов рабочей среды: Сосуды и аппараты под давлением. Электробезопасность. Пожаробезопасность. Механические повреждения.

3. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	Экологическая безопасность: Защита атмосферы (выбросы, выхлопные газы). Защита гидросферы (сбросы отходов). Защита литосферы (нарушение естественного залегания пород).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.	Меры безопасности при чрезвычайных ситуациях. Возможные ЧС: неконтролируемые выбросы газодонефтяной жидкости, возгорания и взрывы при спускоподъемных операциях ЭЦН возникающие по причинам: - техногенного характера; - взрыва и пожара; - попадание молнии; - газонефтеводопроявления с возгоранием (наиболее типичная ЧС).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Прытков Михаил Петрович		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Главным приоритетом для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности.

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По этой причине, на данных производствах необходимо постоянное улучшение и соблюдение условий и охраны труда, разработка мероприятий по предупреждению травматизма и заболеваемости, а также выполнение требований промышленной и экологической безопасности.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда оператора по добыче нефти и газа, создание оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных и безопасных условий труда и повышения его производительности (особое внимание уделяется охране окружающей среды).

В данной работе описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Месторождения Западной Сибири. Данный округ относится к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии [14].

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

- За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

К организации рабочего места оператора, контролирующего и регулирующего производственный процесс с центрального пульта, должны предъявляться особые требования. Во-первых, следует рационально размещать контрольно-измерительные приборы на пульте управления и, во-вторых, разделить помещение, в котором работает оператор, на рабочую зону и зону отдыха и соответствующим образом их оснастить.

Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

6.2 Производственная безопасность

На предприятиях работающие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов, подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-2015 на следующие классы: физические, химические, биологические и психофизиологические[15].

В данном разделе будут проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе оператора добычи нефти и газа. В (табл. 6.1) приведены опасные и вредные факторы.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [2]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [27];
2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [29];
3. Превышение уровня шума на рабочем месте;	+	+	ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [18];
4. Превышение уровня вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [20];
5. Сосуды и аппараты под высоким давлением;		+	ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности [31];
6. Электрический ток;	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [22];
7. Пожароопасный фактор;	+	+	ГОСТ 12.1.004–76. Пожарная безопасность. Общие требования [25];
8. Механические повреждения.	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [30].

6.3 Вредные факторы

6.3.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью (летом до 100%) большую роль играют метеорологические факторы.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. При температуре воздуха выше 30 °С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны определены в ГОСТ 12.1.005 – 88 [16].

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, которая имеет или высокие теплозащитные свойства, или высокую воздухопроницаемость, в зависимости от времени года. Летом – роба х/б, сапоги, каска, солнцезащитные очки, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, обувь, ватные штаны, ватные рукавицы.

6.3.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м^3 , бензол – 10 мг/м^3 , углерода оксид – 20 мг/м^3 [17].

Обязательно должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты: респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками, очки закрытого типа, перчатки, рукавицы, специальная обувь, изолирующие костюмы, мази и пасты.

6.3.3 Превышение уровня шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Согласно ГОСТ 12.01.003-83, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ [18].

В целях борьбы с уровнем шума на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования (шумоглушитель), рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты органов слуха: вкладыши, наушники, шлемы [19].

6.3.4 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться в виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В (табл. 6.2) приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [20].

Таблица 6.2 – Гигиенические нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [19].

6.4 Опасные факторы

6.4.1 Сосуды и аппараты под давлением

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования должна обеспечить возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для

глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, 107 соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88 [21].

6.4.2 Электробезопасность

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая. К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

На промысле предусмотрены следующие средства защиты: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи), СИЗ (диэлектрические коврики, перчатки), заземление. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [22].

6.4.3 Пожаробезопасность

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»; [23]
- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»; [24]
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»; [25]
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности» [26].

Пожарный инвентарь:

- 1) мотопомпы;
- 2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ – 10, углекислотные);
- 3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- 4) рукава с гайками и без гаек;
- 5) запас воды;
- 6) пожарные щиты;
- 7) ящики с песком;
- 8) кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ по борьбе с гидратами к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

6.4.4 Механические повреждения

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки,

материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от этих опасных факторов на предприятиях применяются козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Работникам должны выдаваться средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки [19]. Также необходимо проводить инструктажи персоналу по технике безопасности и регулярно проверять состояния оборудования.

6.5 Экологическая безопасность

6.5.1 Защита атмосферы

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов. Источниками организованных выбросов являются факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа, печи подогрева нефти, котельные, ДЭС, ГПЭС, системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается впервые после нескольких лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1 - 4 классу опасности.

Сернистый ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК 10 мг/м^3 [27].

Оксид азота NO - бесцветный газ, быстро окисляется до NO_2 - двуокиси азота. NO – кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную

систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м³, населенных мест 0,085 мг/м³.

Двуокись азота NO₂ вызывает раздражающее действие на легкие.

Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест – 0,085 мг/м³.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации 0,005 – 0,010 мг/м³. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина – 5,0 мг/м³.

Для минимизации негативного воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух на территории разработки месторождений проводятся следующие мероприятия:

- полная герметизация всего технологического оборудования;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачка нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизация попутного нефтяного газа на нужды промысла.

6.5.2 Защита гидросферы

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно-активные вещества и минеральные соли.

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как токсичный. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохранных зон;
- ограничения, предусмотренные для водоохранных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность.

6.5.3 Защита литосферы

При бурении, обустройстве нефтегазовых месторождений, сооружений подземных хранилищ происходят изменения почвенной среды и ландшафта.

Негативное воздействие объектов разработки нефтегазовых месторождений на литосферу выражается в:

- вырубке леса на изымаемых под строительство землях;
- сведении растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин;
- возможных аварийных разливах нефти, приводящих к изменению физико-химического состава почвы и оказывающих на неё негативное влияние.

Для снижения негативного влияния разработки месторождения на почву

и растительность необходимо:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- проводить рекультивацию загрязненных земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83, предусматривать ликвидацию отходов производства [28].

6.6 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 – 94) [33].

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе монтажа ЭЦН при спускоподъёмных операциях по различным причинам:

- а) По причине техногенного характера;
- б) Газонефтеводопроявления (с возгоранием);
- в) Попадания молнии;
- г) Взрыв и пожар.

В этих случаях необходимо предпринять следующие действия по спасению людей и ликвидации аварии:

Газоводонефтепроявление с возгоранием газонефтяной смеси

- немедленно прекратить работы в зоне воспламенения газонефтяной смеси, закрыть привентор;
- при необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим;
- эвакуировать людей за пределы зоны воспламенения нефтяной смеси;
- сообщить о загорании в пожарную часть, диспетчеру ЦИТС;
- приступить к тушению пожара пожарным автомобилем, имеющимися первичными средствами пожаротушения;

- принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования;
- при возможности эвакуировать нефтяные емкости из зоны горения, отогнать технику на безопасное расстояние.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

- топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от кустовой площадки;
- запрещается пользоваться на кустовой площадке факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения»;
- электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования».

Вывод к разделу социальная ответственность:

Основной задачей организации труда в области организации рабочих мест является достижение рационального сочетания компоновки рабочего места, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

Приоритетной целью производства в области промышленной безопасности является обеспечение состояния защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, а также их последствий.

На протяжении ряда лет предприятие разрабатывает и внедряет нужные механизмы обеспечения достижения целей и задач экологической политики, обеспечивает эффективный мониторинг характеристик окружающей среды, проводит постоянный анализ состояния и улучшает систему экологического управления. Основываясь на данных принципах создания системы экологического управления, предприятие постоянно планирует дальнейшее улучшение экологических показателей своей деятельности.

Заключение

В ходе анализа системы механизированной добыче нефти на месторождениях, осложненных высоким газовым фактором, Западной Сибири было выявлено следующее что наибольшая часть фонда скважин эксплуатируется с использованием погружных установок электроцентробежного насоса. Следовательно, были рассмотрены экспериментальные результаты исследований, как влияет повышенное газосодержание у приема насоса на его рабочие характеристики, и было определено, что большое количество свободного газа на входе в насос негативно сказывается на его напорно – расходных и энергетических характеристиках, вследствие смещения режима работы насосы от оптимальной области влево по напорной кривой, приводя к снижению его эксплуатационных и технических характеристик. Появление газовых каверн в рабочих органах насоса может приводить к срыву подачи насоса и в дальнейшем к его отказу.

В результате исследований методов, которые используются на сегодняшний день, борьбы с вредным влиянием газа было выявлено, что включение дополнительного оборудования (газосепараторы, диспергаторы, газостабилизаторы, мультифазные насосы) в конструкцию УЭЦН является наиболее эффективным способ борьбы с высоким газосодержанием на входе насоса. Другие рассмотренные методы в связи с политикой интенсификации добычи нефти, проводимой нефтегазодобывающими компаниями в России, в настоящее время являются малоэффективными.

Рациональный и точный подбор оборудования УЭЦН в скважинах, осложненных высоким газовым фактором, ведет к обеспечению стабильности их работы, повышению МРП и наработки на отказ, что повышает экономическую рентабельность разработки.

Также в работе было рассчитано применение дополнительного оборудования для скважины с высоким газовым фактором, в результате было предложено использовать сдвоенные газосепараторы для обеспечения нормального функционирования добывающей скважины.

Список используемых источников

1. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из залежей с высоким газовым фактором Грехов И.В., Султанов Ш.Х. Нефтегазовое дело. 2012. Т. 10. № 3. С. 10-14.
2. Атнабаев, З.М. Коэффициент естественной сепарации на приеме насоса / З.М. Атнабаев // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2003. - №12. – С.60-61.
3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
4. Гафуров О.Г. Влияние дисперсности газовой фазы на работу ступени погружного электроцентробежного насоса. - Тр. /БашНИПИнефть, 1973, вып.34, с.36 - 49.
5. Репин, Н.Н. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н. Репин, В.В. Девликамов, О.М. Юсупов. - Москва: Недра, 1976. -176с.
6. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616
7. Подлив дегазированной жидкости для борьбы с вредным влиянием газа на работу погружного центробежного электронасоса /Алибеков Б.И., Листергартен Л.Б., Пирвердян А.М. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1963, №8, с.51 - 55.
8. Агеев Ш.Р. Конический насос как средство повышения эффективности работы и надёжности ЭЦН при откачке газожидкостной смеси. – Доклады XI Всероссийской технической конференции ОАО «АЛНАС». – М.: АЛНАС. – 2002 г.
9. Механизированная добыча [Электронный ресурс] // novometgroup.com Режим доступа: <https://www.novometgroup.com/rus/products-and-services/artificial-lift/>
10. Продукция [Электронный ресурс] // inni.info Режим доступа: <https://borets.inni.info/produkt>

11. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль. - 2010.- №11. – С.66.
12. РД 39-0147035-202-86. Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.
13. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – Москва, 2010. - 224 с.
14. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019).
15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
20. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12532-88. Клапаны предохранительные прямого действия.
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. СНиП 2.01.02–85. Противопожарные нормы.
24. СНиП 2.09.07–85. Производственные помещения.
25. ГОСТ 12.1.004–76. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. НПБ 105–03. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
27. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

28. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).
29. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
30. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
31. ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
32. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013 — 288 с.
33. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.
34. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя
35. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя